

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií

DIPLOMOVÁ PRÁCE

BRNO, 2021

Bc. Robin Kolařík



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

ANALÝZA ENERGETICKÝCH TOKŮ V OBCI DO 3 000 OBYVATEL A VYSOKOU ÚROVNÍ PENETRACE STŘEŠNÍCH FV INSTALACÍ

ENERGY FLOWS ANALYSIS IN MUNICIPALITY WITH POPULATION UP TO 3,000 AND WITH HIGH LEVEL
PENETRATION OF ROOF PV INSTALLATIONS

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Robin Kolařík

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Martin Paar, Ph.D.

BRNO 2021

Diplomová práce

magisterský navazující studijní program **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Robin Kolařík

ID: 192964

Ročník: 2

Akademický rok: 2020/21

NÁZEV TÉMATU:

**Analýza energetických toků v obci do 3 000 obyvatel a vysokou úrovní penetrace
střešních FV instalací**

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Výběr softwarového nástroje pro vytvoření modelu
2. Návrh parametrů časové domény a modelování zátěže v časové oblasti
3. Podmínky připojení nových zdrojů do úrovně nn
4. Implementace modelů dobíjení EV a FV se závislostí na osvětlení
5. Vytvoření časově proměnných modelů spotřeby a produkce pro část vybrané obce

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího diplomové práce

Termín zadání: 8.2.2021

Termín odevzdání: 24.5.2021

Vedoucí práce: Ing. Martin Paar, Ph.D.

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
předseda rady studijního programu

UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.

Abstrakt

Tato diplomová práce je zaměřena na problematiku připojování nových zdrojů do distribuční soustavy a jejich následný provoz v síti. Teoretická část popisuje podmínky připojení a provozování zdrojů v síti dle stanovených pravidel. V praktické části je do stávající soustavy implementováno množství fotovoltaických zdrojů a bateriových vozidel dle zvolených scénářů. Následně je vyhodnocen denní průběh toku výkonů a napěťové poměry v síti.

Klíčová slova

BEV, diagram zatížení, distribuční síť, fotovoltaická elektrárna, napěťové poměry, Open DSS

Abstract

The diploma thesis is focused on the issue of connecting new sources to the distribution system and their subsequent operation in the network. The theoretical part describes the conditions of connection and operation of resources in the network according to the established rules. In the practical part, a number of photovoltaic sources and battery vehicles are implemented into the current system according to selected scenarios. Subsequently, the daily course of power flow and voltage conditions in the network is calculated.

Keywords

BEV, load diagram, distribution network, photovoltaic power plant, voltage ratios, Open DSS

Bibliografická citace

KOLAŘÍK, Robin. *Analýza energetických toků v obci do 3 000 obyvatel a vysokou úrovní penetrace střešních FV instalací*. Brno, 2021. Dostupné také z: <https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/134905>. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce Martin Paar.

Prohlášení autora o původnosti díla

Jméno a příjmení studenta:	Robin Kolařík
VUT ID studenta:	192 964
Typ práce:	Diplomová práce
Akademický rok:	2020/21
Téma závěrečné práce:	Analýza energetických toků v obci do 3 000 obyvatel a vysokou úrovní penetrace střešních FV instalací

Prohlašuji, že svou závěrečnou práci jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucí/ho závěrečné práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené závěrečné práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této závěrečné práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.

V Brně dne:

podpis autora

Poděkování

Děkuji vedoucímu diplomové práce panu Ing. Martinu Paarovi, Ph.D. za odborné vedení, konzultace, trpělivost a návrhy při zpracování mé diplomové práce.

V Brně dne:

podpis autora

Obsah

SEZNAM OBRÁZKŮ	9
SEZNAM TABULEK.....	11
ÚVOD	12
1 KŘITÉRIA A VÝBĚR SOFTWAREVÉHO NÁSTROJE.....	13
1.1 PŘEHLED HODNOCENÍ ZPĚTNÝCH VLIVŮ V DS	13
1.2 PŘEHLED VYBRANÝCH VÝPOČETNÍCH PROGRAMŮ	14
1.2.1 DAISY Bison Projektant.....	14
1.2.2 PAS DAISY Grizzly	14
1.2.3 DNCALC.....	15
1.2.4 Open DSS.....	15
1.2.5 PSS SINCAL.....	15
1.3 VYHODNOCENÍ.....	16
2 PODMÍNKY PRO PŘIPOJENÍ NOVÝCH ZDROJŮ DO ÚROVNĚ NN.....	17
2.1 PODMÍNKY PŘIPOJENÍ MIKROZDROJŮ	18
2.2 PROVOZ VÝROBY KATEGORIE A	19
2.2.1 Ochranná opatření mikrozdrojů	19
2.3 STATICKÁ A DYNAMICKÁ PODPORA SÍTĚ	21
2.3.1 Statické řízení napětí.....	21
2.3.2 Dynamické řízení napětí.....	22
2.3.3 Řízení činného výkonu.....	23
2.3.4 Řízení jalového výkonu.....	25
2.3.5 Opětovné připojení.....	26
3 VOLBA PARAMETRŮ SIMULACE	27
3.1 MĚŘÍCÍ INTERVAL	27
3.1.1 Výběr časového okna	28
4 TYPOVÉ DIAGRAMY DODÁVEK.....	29
4.1 TVORBA TDD	29
4.2 TDD PRO PODNIKATELSKÝ ODBĚR.....	30
4.3 TDD MALOODBĚR OBYVATELSTVO.....	32
4.4 PRŮBĚHY VYBRANÝCH TŘÍD TDD.....	33
4.4.1 Stanovení plánované roční spotřeby elektřiny v OM s měřením typu C	34
5 PRŮBĚH A VELIKOST VÝROBY Z FVE.....	35
5.1 VLIVY NA VÝKON FOTOVOLTAICKÝCH PANELŮ	35
5.1.1 Intenzita slunečního záření	35
5.1.2 Teplota	36
5.1.3 Orientace panelu.....	37
5.2 PRŮBĚH VÝROBY Z FVE	38
6 ELEKTROMOBILITA	39
6.1 BEV KATEGORIE M1.....	39

6.2	POSTOJ K ELEKTROMOBILITĚ V ČR	39
6.3	PREDIKCE POČTU VOZIDEL	42
6.3.1	Počet obyvatel obce Moravany	42
6.3.2	Počet osobních vozidel	43
6.3.3	Predikce počtu EV	45
6.4	DEFINOVÁNÍ VSTUPNÍCH PARAMETRŮ EV DO SIMULACE.	47
6.4.1	Definování typů BEV	48
6.4.2	Nabíjení BEV	49
6.4.3	Podnikatelské subjekty ve vybrané lokalitě	51
6.4.4	Vliv teploty na BEV	52
7	POPIS ZVOLENÉHO ÚZEMÍ	55
7.1	ZPRACOVÁNÍ DAT	57
7.2	UKÁZKOVÝ OBJEKT	58
7.2.1	Měřená data	60
7.3	VALIDACE DAT	62
8	SIMULACE TOKU VÝKONU	64
8.1	STANOVENÍ JEDNOTLIVÝCH SCÉNÁŘŮ	64
8.2	VYBRANÉ VARIANTY SCÉNÁŘE	65
8.2.1	Scénář č.1, současné instalace FVE	67
8.2.2	Scénář č.2, FVE jižní (1–5,5 kWp)	69
8.2.3	Scénář č.3 FVE jižní (1–10 kWp)	71
8.2.4	Scénář č.4, FVE jižní (MAX)	72
8.2.5	Scénář č.5, FVE jih, východ, západ (1–5,5 kWp)	73
8.2.6	Scénář č.6, FVE jih, východ, západ (1–10 kWp)	74
8.2.7	Scénář č.7 FVE jih, východ, západ (MAX)	75
8.2.8	Scénář č.8, FVE (MAX)	76
8.3	VÝKONOVÉ OMEZENÍ NABÍJENÍ BEV	78
8.3.1	Řízení dobíjení na úrovni NN ve vybrané části obce	80
8.3.2	Řízení dodávaného výkonu z FVE ve vybrané části obce	81
9	ZÁVĚR	84
	LITERATURA	86
	SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK	92

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obrázek 2.1 Rozdělení výkonových kategorií dle PPDS [42]	17
Obrázek 2.2 Požadavky na dodávku/ odběr jalového výkonu při jmenovitém napětí (Zdroj kat. A1). [42]	21
Obrázek 2.3 Schopnost překlenutí poruchy pro výrobní se střídačem na výstupu (FRT křivka). [42]	22
Obrázek 2.4 Snižování činného výkonu při nadfrekvenci [42]	23
Obrázek 2.5 Snižování činného výkonu s klesající frekvencí. [42]	24
Obrázek 2.6 Funkce snižování činného výkonu s rostoucím napětím, P-U regulace [43]	24
Obrázek 2.7 charakteristika funkce Q(U) [42]	25
Obrázek 4.1 Roční spotřeba elektrické energie podle distribuční sazby 2019, zdroj: ERÚ [50]	30
Obrázek 4.2 Počet odběrných míst podle distribuční sazby 2019, zdroj: ERÚ [50]	31
Obrázek 4.3 Roční spotřeba elektrické energie podle distribuční sazby 2019, zdroj: ERÚ [50]	32
Obrázek 4.4 Počet odběrných míst podle distribuční sazby 2019, zdroj: ERÚ [50]	32
Obrázek 4.5 průběh spotřeby OM dle TDD1 a TDD4, 6.7.2021	33
Obrázek 4.6 průběh spotřeby OM dle TDD2 a TDD5, 6.7.2021	33
Obrázek 4.7 průběh spotřeby OM dle TDD1 a TDD4, 11.2.2021	33
Obrázek 4.8 průběh spotřeby OM dle TDD2 a TDD5, 11.2.2021	33
Obrázek 5.1 Vliv intenzity osvětlení na VA charakteristiku FV článku [5]	36
Obrázek 5.2 Vliv intenzity osvětlení na výstupní výkon FV článku [5]	36
Obrázek 5.3 Vliv teploty na VA charakteristiku FV článku [5]	37
Obrázek 5.4 Vliv teploty na změnu výstupního výkonu z FV článku [5]	37
Obrázek 5.5 výroba FVE pro sever a jih, 1 kWp, 6.7.	38
Obrázek 5.6 výroba FVE po východ a západ, 1 kWp, 6.7.	38
Obrázek 5.7 výroba FVE pro sever a jih, 1 kWp, 11.2.2021	38
Obrázek 5.8 výroba FVE po východ a západ, 1 kWp, 11.2.2021	38
Obrázek 6.1 Důvody pro pořízení EV firmy, zdroj: CDV [40]	41
Obrázek 6.2 Důvody proti pořízení EV firmy, zdroj: CDV [40]	41
Obrázek 6.3 Důvody pro pořízení EV, řidič, zdroj: CDV [40]	41
Obrázek 6.4 Důvody proti pořízení EV, řidič, zdroj: CDV [40]	41
Obrázek 6.5 Argumenty, který by přesvědčili ke koupi EV, firmy, zdroj: CDV [40]	41
Obrázek 6.6 Argumenty, které by přesvědčili ke koupi EV, řidiči, zdroj: CDV [40]	41
Obrázek 6.7 Vývoj počtu obyvatel v obci Moravany, zdroj: ČSÚ [43]	43
Obrázek 6.8 projekce počtu vozidel v jednotlivých scénářích, zdroj: EE [11]	45
Obrázek 6.9 odhad vývoje nových registrací vozového parku ČR, zdroj: Deloitte [4]	46
Obrázek 6.10 Histogram najetých kilometrů	50
Obrázek 6.11 Histogram času připojení EV pro MOO	50
Obrázek 6.12 porovnání průměrné spotřeby BEV v daných měsících [2]	53
Obrázek 6.13 Průběh teploty ve vybraných městech [2]	53
Obrázek 6.14 Závislost spotřeby BEV na stylu jízdy a okolní teplotě [2]	53
Obrázek 6.15 vliv teploty na průběh dobíjení BEV, scénář S2	54
Obrázek 7.1 Vymezení simulované oblasti [28]	55
Obrázek 7.2 Vyznačení jednotlivých paprsků v distribuční síti [51]	56
Obrázek 7.3 průběh výroby FVE a spotřeby objektu, průběh nabíjení EV	59
Obrázek 7.4 celková výkonová bilance objektu ($P < 0$ dodávka, $P > 0$ odběr)	59
Obrázek 7.5 Měřená data OM s instalovaným výkonem FVE 5 kWp. [24]	60
Obrázek 7.6 Měřená data OM s instalovaným výkonem FVE 10 kWp. [24]	60
Obrázek 7.7 Porovnání měřených a modelovaných průběhů výkonu	61

Obrázek 7.8 Modelovaná síť NN vykreslená programem Open DSS.....	63
Obrázek 8.1 Modelovaná síť vykreslená v programu MATLAB, scénář 1 až 4.....	66
Obrázek 8.2 Modelovaná síť vykreslená v programu MATLAB, scénář č.5 až č.8	66
Obrázek 8.3 Výkonová bilance sítě, Scénář č.1 ($P > 0$ odběr, $P < 0$ výroba)	67
Obrázek 8.4 Zatížení transformátorů scénář č.1 – V1.....	68
Obrázek 8.5 Výkonová bilance sítě, Scénář č. 2 ($P > 0$ odběr, $P < 0$ výroba)	70
Obrázek 8.6 Výkonová bilance sítě, Scénář č. 8 ($P > 0$ odběr, $P < 0$ výroba)	76
Obrázek 8.7 Průběhy toku výkonu se zvolenými limity, celá síť	78
Obrázek 8.8 Průběh řízeného a neřízeného nabíjení BEV, zdroj: EE [11]	80
Obrázek 8.9 Schéma vybrané části sítě.....	80
Obrázek 8.10 Výkonová bilance vybrané části sítě	81
Obrázek 8.11 Průběh toku výkonu přes transformátor ve vybrané části obce s aplikací křivky $Q(U)$	83
Obrázek 8.12 Průběh toku výkonu přes transformátor ve vybrané části obce bez aplikace křivky $Q(U)$...83	

SEZNAM TABULEK

Tabulka 4.1 Přehled distribučních sazeb a jim odpovídající TDD pro MOP [46]	31
Tabulka 4.2 Přehled distribučních sazeb a jim odpovídající TDD pro MOO [46]	33
Tabulka 6.1 Predikce počtu obyvatel v JM a obci Moravany, metoda první	43
Tabulka 6.2 Predikce počtu obyvatel v obci Moravany, metoda druhá,	43
Tabulka 6.3 Predikce počtu osobních automobilů pro obec Moravany	44
Tabulka 6.4 procentuální zastoupení EV ve vozovém parku ČR dle scénářů, zdroj: NAP CM, EE [2][11]	45
Tabulka 6.5 predikce vývoje EV v ČR podle České spořitelny [16]	47
Tabulka 6.6 Srovnání jednotlivých článků rozvoje EV. Zdroj: [11], [4], [16]	47
Tabulka 6.7 Zvolené scénáře počtu EV.	47
Tabulka 6.8 Vybrané příklady EV a jejich spotřeba, zdroj: ADAC [56]	48
Tabulka 6.9 Vybrané kategorie EV, jejich spotřeba a zastoupení	48
Tabulka 6.10 Kategorie, výkony a zastoupení dobíjecích stanic EV, zdroj: EE [12]	49
Tabulka 6.11 Příklad přiřazení kategorie BEV k odběrnému místu, neřízené nabíjení	51
Tabulka 6.12 Vypočtené hodnoty odběrného místa podle EV, neřízené nabíjení	51
Tabulka 6.13 Průměrná měsíční teplota na území Jihomoravského kraje [61]	52
Tabulka 6.14 Vypočtené teploty pro vybrané měsíce	52
Tabulka 6.15 Porovnání spotřeby BEV v letním a zimním měsíci	53
Tabulka 7.1 Rozsah modelované soustavy	57
Tabulka 7.2 Validace dat přenášeného výkonu Open DSS a DAISY Bizon projektant	62
Tabulka 8.1 Vybrané kombinace scénářů	65
Tabulka 8.2 Zatížení transformátorů, scénář č.1 – V1	68
Tabulka 8.3 Instalovaný výkon FVE a zatížení transformátorů, scénář č.2, FVE	69
Tabulka 8.4 Instalovaný výkon FVE a vyhodnocení zatížení transformátorů, Scénář č.3	71
Tabulka 8.5 Instalovaný výkon FVE, Scénář č.4	72
Tabulka 8.6 Instalovaný výkon FVE, Scénář č.5	73
Tabulka 8.7 Poměr mezi vyrobenou a spotřebovanou elektrickou energií pro vybraný den v červenci, scénář č.5	74
Tabulka 8.8 Instalovaný výkon FVE, Scénář č.6	74
Tabulka 8.9 Poměr mezi vyrobenou a spotřebovanou elektrickou energií pro letní období, scénář č.6.	74
Tabulka 8.10 Instalovaný výkon FVE, Scénář č.6	75
Tabulka 8.11 Poměr mezi vyrobenou a spotřebovanou elektrickou energií pro letní období, scénář č.7 ...	75
Tabulka 8.12 Poměr mezi vyrobenou a spotřebovanou elektrickou energií pro letní období, scénář č.8 ...	76
Tabulka 8.13 Koeficient soběstačnosti obce pro den v červenci	77
Tabulka 8.14 Zatížení transformátorů pro jednotlivé limity	79
Tabulka 8.15 Zatížení transformátoru vybrané oblasti pro scénáře FVE, bez křivky Q(U)	82

ÚVOD

V dnešní době je metoda výroby elektrické energie z fotovoltaických zdrojů stále více populární. V následujících letech je předpokládáno udržení současného trendu a rozvoje instalací fotovoltaických zdrojů na rodinných domech. Během dne, kdy FVE produkuje elektrickou energii v závislosti na osvětlení lze tuto energii uložit do bateriových úložišť a využít v odpoledních a večerních hodinách.

Při růstu počtu připojených fotovoltaických zdrojů do sítě roste riziko negativních dopadů na ukazatele kvality elektrické energie. Výroba elektrické energie z FVE je značně závislá na osvětlení, a tudíž i na počasí v daném regionu. To může mít za následek kolísání toku výkonu v síti, které může vést ke kolísání napětí, produkci vyšších harmonických, flickr atd.

Tato diplomová práce je zaměřena na problematiku podmínek připojení výroben k distribuční soustavě a následné provozování fotovoltaických zdrojů na úrovni sítě NN. V první části práce je provedena rešerše vybraných softwarových nástrojů pro následné použití k modelaci vybrané sítě. Následuje část zaměřená na pravidla provozování distribuční soustavy se zaměřením na podmínky připojení a provozování nových zdrojů v distribuční síti NN.

Pro praktickou část práce bylo nutné stanovit předpokládanou energetickou bilanci odběrných míst. Jelikož se jedná o odběrná místa, kde probíhá odečet spotřeby elektrické energie nejčastěji jednou ročně, bylo přistoupeno ke stanovení bilance elektrické energie pomocí typových diagramů dodávek. Hlavním kritériem pro výběr dnů modelace byla velikost maximálního a minimálního denního zatížení.

Následuje kapitola zabývající se vlivy na průběh, velikost výroby z fotovoltaických zdrojů a stanovení průběhů osvětlení pro konkrétní dny.

Dále je v práci provedena rešerše vybraných článků zabývajících se predikcí rozvoje elektromobility a zároveň jsou zde stanoveny vlastní scénáře počtu bateriových elektrických vozidel. Následuje stanovení denního nájezdu kilometrů pomocí funkcí pravděpodobnosti a analýza vlivu teploty na spotřebu elektrických vozidel.

Vzhledem k nezbytným úpravám vstupních dat byla provedena kontrola zpracování dat pomocí programu DAISY Bizon Projektant. Po úspěšné validaci dat byla provedena modelace jednotlivých vybraných scénářů rozvoje fotovoltaických instalací a počtu bateriových elektrických vozidel. V této části bylo posuzováno zatížení jednotlivých transformátorů a také byly sledovány napěťové poměry v síti. Poslední část je věnována implementaci řízeného nabíjení, podpory napětí v síti pomocí QU regulace a vyhodnocení jejího použití ve vybrané části sítě.

1 KRITÉRIA A VÝBĚR SOFTWAREVÉHO NÁSTROJE

Před započítáním výběru softwarového nástroje, který bude použit pro modelování simulace, byly definovány parametry ovlivňující chod sítě a bylo zvoleno, jaké parametry budou v simulaci uvažovány a sledovány. Na základě řešení vybraných výpočetních programů budou zvoleny konkrétní parametry kvality sítě, které budou vyhodnocovány.

1.1 Přehled hodnocení zpětných vlivů v DS

Aby bylo možné vyhodnotit zpětné vlivy na distribuční soustavu, je zapotřebí definovat napěťové poměry v daném bodě sítě. Cílem je definovat kvalitu napětí, která je jedním ze hlavních ukazatelů kvality dodávek elektřiny.

Pro posouzení kvality dodávky elektrické energie jsou stanoveny mezní limity jednotlivých faktorů, jež mohou ovlivnit kvalitu dodávky elektrické energie. Kvalita napětí je pak definována ukazateli kvality napětí v daném bodě ES. Mezi tyto faktory patří podle normy ČSN EN 50160 pro sítě NN a VN [41]:

- 1) kmitočet sítě
- 2) velikost napájecího napětí
- 3) odchylky napájecího napětí
- 4) rychlé změny napětí
 - a. velikost rychlých změn napětí
 - b. míra vjemu flikru
- 5) krátkodobé poklesy napájecího napětí
- 6) nesymetrie napájecího napětí
- 7) harmonická napětí
- 8) mezipharmonická napětí
- 9) úroveň napětí signálů v napájecím napětí
- 10) krátkodobá přerušení napájecího napětí
- 11) dlouhodobá přerušení napájecího napětí
- 12) dočasná přepětí o síťovém kmitočtu mezi živými vodiči a zemí
- 13) přechodná přepětí mezi živými vodiči a zemí.

1.2 Přehled vybraných výpočetních programů

V následující kapitole je zpracován základní popis funkcí jednotlivých vybraných softwarových nástrojů, které byly posuzovány na základě jejich vhodnosti pro modelaci zvolené sítě.

1.2.1 DAISY Bizon Projektant

Jedná se o výpočetní program určený pro výpočty režimů elektrických sítí. Je projektován především pro plánování rozvoje elektrických sítí a umožňuje výpočet nastavení elektrických ochran. Předností programu Bizon je grafické zadávání a zobrazení sítě, kdy lze zakreslit síť a ihned začít s výpočty. Tato skutečnost usnadňuje zakreslení a analýzu rozsáhlejších sítí. [9]

S ohledem na zaměření této diplomové práce, se jeví výpočetní software Bizon jako méně vhodný, neboť program je navržen pro výpočet ustáleného chodu elektrické sítě. Tento program je tak využit především pro validaci a kontrolu dosažených výsledků.

Podstatná funkce programu spočívá ve výpočtu zatížení jednotlivých prvků sítě v ustáleném chodu, například využití transformátoru či přetížení vedení. Mezi dostupnými funkcemi je také analýza symetrických i nesymetrických poruch a následný výpočet nastavení ochran nebo jističích prvků. Limitním faktorem velikosti sítě je pouze licenční varianta produktu, existují verze s omezeným i neomezeným počtem uzlů. [9]

1.2.2 PAS DAISY Grizzly

Výpočetní program Grizzly je nástupcem výše zmíněného programu Bizon. Oproti Bizonu umožňuje plnou podpor výpočtu v nesymetrické síti, tzn. zkratové poměry jsou určeny pro každou fázi zvlášť. Převážná část sítí NN vykazuje při svém provozu značnou nesymetrii napětí, neboť je prakticky nemožné zajistit symetricky odebíraný výkon. V obytné oblasti z důvodu velkého množství připojených jednofázových spotřebičů, případně jednofázových odběrů, se nesymetrie napětí projevuje velmi výrazně. [10]

Dle oficiálního popisu na stránkách vývojářské společnosti programu není uvedeno možnost použití programu pro analýzu časového průběhu chování sítě. [10] Zároveň se k dnešnímu datu jedná o poměrně nový software, který je teprve zaváděn do praxe v distribuční společnosti EG.D. a.s.

1.2.3 DNCALC

Tento software byl vyvinut firmou EnerGoConsult ČB s.r.o. pro výpočty, modelování a analýzu rozsáhlých elektrických sítí různých napětových úrovní. Předností softwarového nástroje je analýza zpětného vlivu na distribuční síť. Vypočtení možnosti připojitelnosti nových zdrojů či celková spolehlivost simulované sítě.

Jedná se o rozšířenou nástavbu výpočetního systému E-Vlivy 3, kterou rozšiřuje právě o určení spolehlivosti či Smart Grids. Dle dodavatele bude možnost v budoucnu dynamické analýzy sítě, tato funkce je momentálně ve vývoji.[17] Nástroj dále umožňuje výpočet ztrát činného a jalového výkonu v síti.

1.2.4 Open DSS

Open DSS byl navržený jako simulátor distribučního systému elektrické energie. Jedná se o volně dostupný software, který umožňuje analyzovat nesymetrii sítě či provádět harmonickou analýzu v síti. V návaznosti na harmonickou analýzu je program schopen vypočítat míru flikru a provést tzv. kvazi-statickou časovou řadu (QSTS). Díky schopnosti provádět QSTS je možnost tento nástroj částečně použít pro časovou analýzu sítě, která je provedena v této práci. Příkladem využití je analýza dopadů připojení velkého počtu fotovoltaických zdrojů do sítě.

Jako zdroje elektrické energie lze v programu počítat také se střídači i bateriovými systémy, popřípadě s větrnými elektrárnami. Samozřejmostí je možnost připojení modelované sítě k distribučnímu transformátoru. Základní práce s programem je na úrovni skriptů, případně lze jako doplňkový nástroj pro usnadnění práce s programem přidat rozšíření o grafický nástroj OpenDSS-G. [15]

Dle výše popsaných možností výpočtového programu se jeví jako vhodný pro použití v rámci této práce.

1.2.5 PSS SINCAL

Jedná se o simulační program určený k analýze a případně návrhu elektrických sítí. Jednotlivé funkce programu jsou rozčleněny do samostatných modulů podle potřeb využití. Podle potřebné aplikace lze v programu simulovat nastavení ochran, připojení zdrojů či analýzu zkratových poměrů v síti atd. Dynamický modul umožňuje v základní verzi dynamickou analýzu přechodových jevů, startování motoru nebo analýzu stability sítě. V rozšířené verzi dynamického modulu je možnost simulace sítě s funkcí „real time“ či statická a dynamická analýza. Dále je nástroj schopen Screeningu vlastních čísel (Eigenvalues Screening) nebo modální analýzy (Modal Analysis).[48], [52]

1.3 Vyhodnocení

Základním kritériem pro výběr vhodného softwarového nástroje byl požadavek na schopnost časové analýzy. Tento požadavek splnil pouze jeden program, a to Open DSS od společnosti EPRI. [15] Tento program umožňuje implementaci průběhů výkonových křivek v závislosti na čase. Tyto průběhy jsou využity pro modelaci spotřeby jednotlivých odběrných míst, dodávaného výkonu z FV zdrojů a průběhu dobíjení bateriových elektrických vozidel. V případě požadavku na delší vyhodnocovací interval než 24 hodin, je program schopen analyzovat energetické průběhy týdenní, měsíční či roční.

Vzhledem k nezbytné konverzi dat do formátu vhodném pro program Open DSS je požadavek na validaci dat. Tato validace dat je provedena a vyhodnocena pomocí programu DAISY Bizon Projektant.

2 PODMÍNKY PRO PŘIPOJENÍ NOVÝCH ZDROJŮ DO ÚROVNĚ NN

Při paralelní spolupráci výrobních modulů připojených do distribuční soustavy, jsou na tyto zdroje vztažena pravidla provozu distribučních soustav. Tato pravidla jsou konkrétně specifikována a popsána v příloze č.4 PPDS. [42] Tato pravidla stanovují podmínky pro připojení nových zdrojů a jejich provozování.

Doplňující pravidla pro zdroje připojované do sítě NN s fázovým proudem do 16 A popisuje norma ČSN EN 50438, která zahrnuje také pravidla pro zdroje do jmenovitého výkonu 800 W. Tato práce ovšem nepředpokládá zapojení zdrojů o takto nízkém výkonu, tudíž bude vycházeno z PPDS příloha č.4. [42]

V případě, kdy odběrné místo je připojené pouze jednofázově do sítě NN, je omezen jeho výkon v jednom přípojném bodě na 3,7 kVA, přičemž nesymetrie u fázových vodičů nesmí za normálního provozního stavu překročit 3,7 kVA. Totožná pravidla platí také pro akumulární zařízení, pokud pracují v režimu dodávky elektrické energie do sítě NN. [42]

Jednotlivá specifická pravidla pro připojení zdrojů do distribuční soustavy jsou členěna podle jejich jmenovitého výkonu. Zdroje jsou rozděleny podle výkonu do kategorií A až D, přičemž v rámci rozsahu této diplomové práce bude uvažováno připojení zdrojů především do jmenovitého výkonu 100 kW. Převážná většina připojovaných zdrojů bude náležet do skupin A1 a A2, skupina A1 specifikuje podmínky pro připojení zdrojů v rozsahu výkonů od 800 W do 11 kW včetně, skupina B2 poté specifikuje pravidla pro zdroje od 11 kW do 100 kW. [42]

Kategorie výrobního modulu	Limit	Podkat.	Hranice PDS	Nejvýznamnější požadavky
A	800 W	A1	$\geq 800 \text{ W};$ $\leq 11 \text{ kW}$	podle čl. 13 pro výrobní moduly A
		A2	$> 11 \text{ kW};$ $< 100 \text{ kW}$	podle čl. 13 pro výrobní moduly A a čl. 14.2, 14.3, 14.4, 14.5 pro výrobní moduly B a čl. 20 pro nesynchronní výrobní moduly kategorie B
B	1 MW	B1	$\geq 100 \text{ kW};$ $< 1 \text{ MW}$	podle čl. 14 pro výrobní moduly B, čl. 17 pro synchronní výrobní moduly B a čl. 20 pro nesynchronní výrobní moduly kategorie B
		B2	$\geq 1 \text{ MW};$ $< 30 \text{ MW}$	podle čl. 14 pro výrobní moduly B, čl. 17 pro synchronní výrobní moduly B a čl. 15.2, 15.3, 15.4, 15.5a, 15.5b, 15.5c, 15.6a, 15.6b, 15.6c pro výrobní moduly C, podle čl. 18 pro synchronní výrobní moduly C a podle čl. 21 pro nesynchronní výrobní moduly kategorie C
C	50 MW	C	$\geq 30 \text{ MW}$ $< 75 \text{ MW}$	podle čl. 15, čl. 18 a čl. 21
D	75 MW	D	$\geq 75 \text{ MW}$	podle čl. 16, čl. 19 a čl. 22

Obrázek 2.1 Rozdělení výkonových kategorií dle PPDS [42]

2.1 Podmínky připojení mikrozdrojů

Výrobný do jmenovitého výkonu 10 kW jsou obecně označovány jako mikrozdroje. Pro tyto výrobný platí za určitých dalších podmínek zjednodušující proces připojení do distribuční soustavy bez licence na výrobu elektrické energie. Pokud žadatel všechny požadavky splní, tak může následně požádat PDS o změnu smlouvy o připojení. Uzavření smlouvy s PDS opravňuje žadatele uvést mikrozdroj do provozu, pokud je jeho maximální instalovaný výkon do 10 kW a v odběrném místě není připojena jiná výrobná. [31] Mezi další podmínky pro připojení mikrozdroje, které uvádí vyhláška (§ 16 vyhl. č. 16/2016 Sb.), patří: [31]

- v odběrném místě není již připojena jiná výrobná
- žadatel bude elektřinu vyrábět pouze pro vlastní spotřebu (v odběrném místě) a elektřina nebude dodávána do sítě (případná neoprávněná dodávka do distribuční sítě bude penalizována v souladu s platným Cenovým rozhodnutím ERÚ), tzn. že hodnota rezervovaného výkonu je vždy rovna 0
- hodnota impedance proudové smyčky v místě připojení k distribuční síti, jejíž změření zajišťuje na své náklady žadatel, musí být menší než:
 - 0,47 Ω pro mikrozdroje do 16 A na fázi (odpovídá celkovému instalovanému výkonu nejvýše 10 kW při 3fázovém připojení nebo 3,7 kW při 1-fázovém připojení)
 - 0,75 Ω pro mikrozdroje do 10 A na fázi (odpovídá celkovému instalovanému výkonu nejvýše 6,9 kW při 3fázovém připojení nebo 2,3 kW při 1-fázovém připojení)

Aby distributor elektrické energie povolil připojení mikrozdroje, je nutné před podpisem smlouvy doložit technickou zprávu, která pojednává a popisuje druh, výkon a zapojení mikrozdroje, typ, počet a štitkové parametry zdroje a ochran a případně zda je zdroj schopen ostrovního provozu či akumulace. Na závěr je nutné doložit výchozí revizi odběrného místa, kde budou uvedeny naměřené hodnoty impedanční smyčky. [47]

Obecné požadavky na výrobní moduly typu A stanovuje nařízení Evropské komise 2016/631, článek 13 ze dne 26.4.2016 [34].

2.2 Provoz výroben kategorie A

Připojení k síti provozovatele distribuční soustavy je nutné realizovat v místě připojení s oddělovací funkcí, přístupném kdykoliv personálu PDS. Nově připojované zdroje do distribuční soustavy musí být připraveny pro instalaci dálkového ovládání a je nutné zabezpečit cestu pro komunikaci mezi elektroměrovým rozvaděčem a zdrojem, například střídačem.

Požadavek kdykoliv přístupného spínacího místa s oddělovací funkcí je u jednofázových výroben do 3,7 kVA a trojfázových do 30 kVA splněn, pokud jsou tyto výroby vybaveny zařízením pro sledování stavu sítě s přiřazeným spínacím prvkem. Spínací prvek může být samostatný nebo součástí střídače.

Princip řízení spínacího prvku může být založen buď na sledování impedance a vyhodnocování její změny, nebo sledování fázového napětí či změny fázoru napětí. Napětí je sledováno ve fázích, ve kterých je výrobní elektřina připojena k síti. Toto se týká výroby neumožňující ostrovní provoz odběrného místa. V případě, že výroba umožňuje ostrovní provoz, musí být zajištěno, že v případě ztráty napětí v distribuční soustavě dojde k odpojení celého odběrného místa.

Další nezbytnou funkcí spínacího prvku je odpojení zdroje od distribuční soustavy do 5 sekund po obdržení HDO pokynu. Tato opatření reflektují především situaci, kdy je nutné odpojit napětí v určitém místě distribuční soustavy, například z důvodu opravy nebo revize kabelu, tak, aby byl zajištěn beznapěťový stav v opravovaném úseku. Pokud by výroba nebyla od daného úseku odpojena, hrozilo by obnovení napětí na opravovaném úseku a mohlo by dojít k ohrožení bezpečnosti. Spínací zařízení tak musí zajistit galvanické oddělení ve všech připojených fázích.

Výroby spadající do kategorie A2 a vyšší musí být vybaveny systémem umožňujícím začlenění těchto systémů do funkce dálkového řízení PDS. Pod těmito funkcemi si lze představit řízení odpojení/připojení zdroje od/do distribuční soustavy, řízení dodávky činného a jalového výkonu či rozhraní pro přenos dat. V současné době je přípustná u výroben kategorie A2 pouze příprava potřebného rozhraní.[42]

2.2.1 Ochranná opatření mikrozdrojů

Nastavení ochrany proti zkratu nebo přetížení ve vazbě na distribuční soustavu určuje její provozovatel (PDS). Při nastavení frekvenčních ochrany výroben je nezbytné zohlednit požadavky provozovatele přenosové soustavy. Níže uvedené podmínky jsou definovány pro mikrozdroje typu A1 do jmenovitého výkonu 10 kW.

Jmenovitá efektivní hodnota napětí v místě připojení je stanovena na 230 V s dovolenými tolerancemi $\pm 10\%$. Dovolené odchylky jmenovité hodnoty uvnitř objektu zohledňují úbytek napětí na domovní instalaci, dovolené odchylky uvnitř objektu jsou stanoveny $+10\%$ a -15% jmenovitého napětí. Za těchto podmínek musí být výroba schopna trvalého provozu.

Nastavení ochran mikrozdrojů dle PPDS [42] z hlediska nadpětí je rozděleno do tří stupňů. První stupeň nadpětí zohledňuje zvýšení efektivní hodnoty napětí v soustavě nad 10 % jmenovité hodnoty. Efektivní hodnota je vyhodnocována v 10 – minutové agregaci hodnot, tzn, pokud průměrná efektivní hodnota za 10 – minutový interval překročí hodnotu 253 V, je zdroj odpojen od sítě v maximálním vypínacím čase 3 sekundy. Hodnota 253 V odpovídá zvýšení napětí o 10 % nad jmenovitou hodnotu 230 V.

Druhý stupeň nadpětí definuje podmínku odpojení zdroje při zvýšení efektivní hodnoty napětí o 15 % nad jmenovitou hodnotu. Pokud tedy překročí napětí v síti hodnotu 264,5 V, je zdroj odepnut od sítě s maximálním vypínacím časem 0,2 sekundy.

Třetí stupeň nadpětí je definován při zvýšení napětí o 20 % nad jmenovitou hodnotu a maximální odpojovací čas zdroje je v daném případě 0,1 sekundy.

V případě poklesu napětí pod 15 % jmenovité hodnoty napětí, odpojuje ochrana zdroj v maximálním vypínacím čase 1,5 sekundy.

Nadpětěové a podpětěové ochrany musí být v třífázovém systému připojeny na všechny fáze. Pokud se jedná o jednofázový systém do 3,7 kVA, je povoleno připojení ochrany na jednu fázi.

Frekvenční ochrana zajišťuje odpojení zdroje při poklesu frekvence pod 47,5 Hz a při překročení hranice 52 Hz, vypínací čas je v daných případech 0,5 sekundy. Tyto ochrany se mohou zapojit jako jednofázové. [42]

Provozní frekvenční rozsah výroben do sítě NN je dále rozdělen na frekvenční oblasti. V případě poklesu frekvence mezi hodnoty:

- 47 – 47,5 Hz je vyžadováno provozovat výrobu minimálně 20 s.
- 47,5 – 48,5 Hz je provoz minimálně 30 minut.
- 48,5 – 49 Hz minimální doba provozu 90 minut
- 49 – 50 Hz neomezený provoz
- 51 – 51,5 Hz je minimální dovolená doba provozu 30 minut.

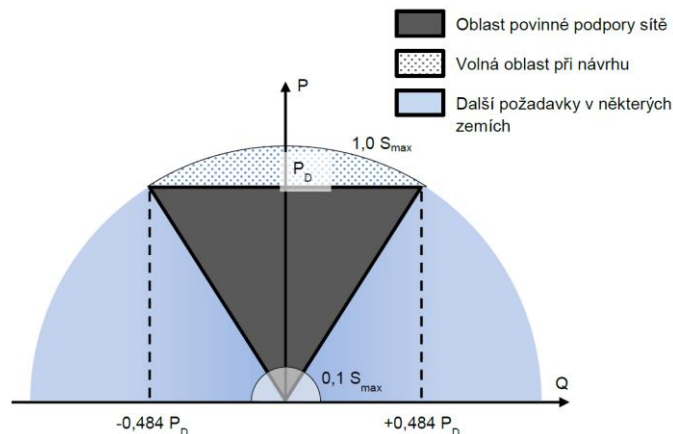
2.3 Statická a dynamická podpora sítě

Podporou sítě se rozumí schopnost výrobního zařízení podílet se na udržování napětí v síti při současné dodávce elektrické energie do sítě. Rozlišujeme statickou a dynamickou podporu sítě.

2.3.1 Statické řízení napětí

Statickým řízením napětí se rozumí udržování napětí v síti ve smluvně stanovených mezích za normálního provozu při pomalých změnách napětí. Zdroje musí být schopny tomuto požadavku přispívat za normálního provozu sítě.

Provozovatel distribuční soustavy má právo požadovat podíl výroben na statickém udržování napětí pomocí regulace jalového výkonu mezi účinnkem 0,9 induktivní a 0,9 kapacitní. Povolená pracovní oblast výroben a vymezení oblasti povinné podpory sítě je zobrazena na obrázku níže. (Obrázek 2.2) Černě vybarvená plocha představuje oblast povinné podpory sítě, tato oblast je právě ohraničena účinnkem 0,9. Pokud se pracovní bod výroby nachází v dané oblasti, je výrobní povinná zajistit dodávku nebo odběr jalového výkonu v síti pro podporu statického řízení napětí. Ve světle šedých oblastech není povinnost výroby poskytovat podporu statickému řízení napětí a konkrétní chování výroby záleží na jejím nastavení.

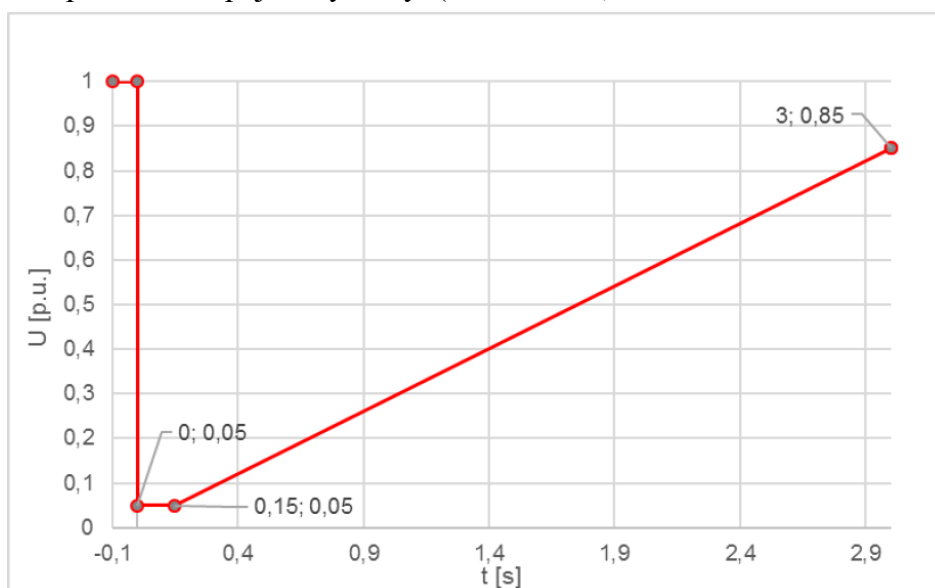


Obrázek 2.2 Požadavky na dodávku/ odběr jalového výkonu při jmenovitém napětí (Zdroj kat. A1). [42]

P_D návrhový výkon výroby

2.3.2 Dynamické řízení napětí

Zatímco statické řízení sítě zajišťuje udržení napětí ve smluvených mezích za normálního provozu, dynamickým chováním sítě se rozumí udržení napětí v síti ve stanovených mezích a zamezení rozpadu sítě. V praxi to znamená, že výrobní musí být schopny zůstat připojeny do sítě i při případných poruchách v síti, například při zkratu. Pokud by byly výrobní během poklesu napětí odpojeny od soustavy, ještě více by se prohloubil pokles napětí a hrozil by rozpad sítě. Obrázek níže vymezuje pracovní oblast, ve které musí výrobní zůstat připojena. Pokud se pracovní bod výrobní nachází v oblasti nad červenou křivkou, není povoleno odpojení výrobní. (Obrázek 2.3)



Obrázek 2.3 Schopnost překlenutí poruchy pro výrobní se střídačem na výstupu (FRT křivka). [42]

Výrobní moduly musí zůstat připojeny, pokud napětí v síti nepřekročí horní mez rozsahu napětí pro trvalý provoz až do úrovně 120 % jmenovitého napětí po dobu 1 sekundy, a 115 % deklarovaného napětí po dobu 60 sekund.

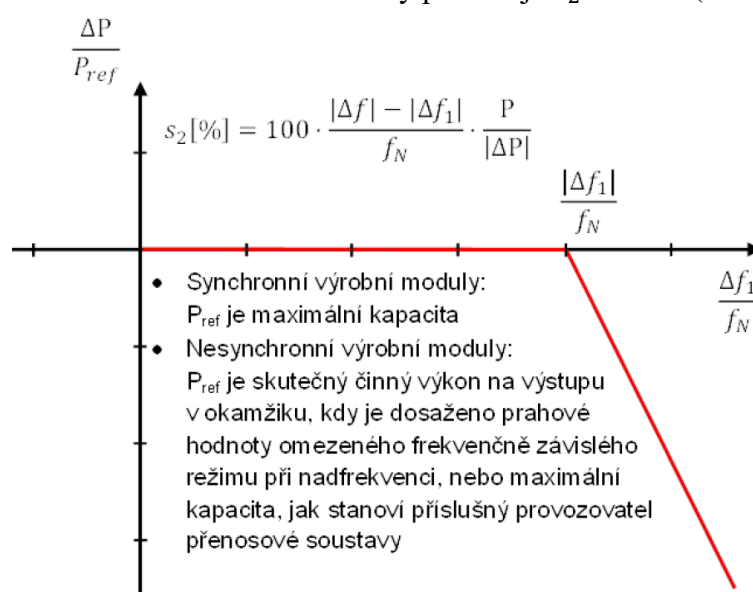
Nesynchronní výrobní moduly A2 musí po poruše v soustavě, která nevedla k odpojení výrobního modulu, obnovit činný výkon na hodnotu před poruchou nebo na maximální dosažitelnou hodnotu s dovolenou odchylkou $\pm 5\%$ do 1 sekundy po dosažení 85 % jmenovitého napětí v místě připojení.

V případě připojení zdroje do sítě NN je vyhodnocováno fázové napětí té fáze, ve které je naměřená efektivní hodnota napětí nejmenší.

2.3.3 Řízení činného výkonu

Pro zachování bezpečného chodu sítě, je požadována po připojených výrobních schopnost zajistit automatickou regulaci výstupního výkonu v závislosti na napětí a frekvenci v síti. Dalším požadavkem na výrobní moduly je schopnost přijímat povely z dispečinku PDS a v krajních případech je požadováno odpojení výroby od distribuční soustavy.

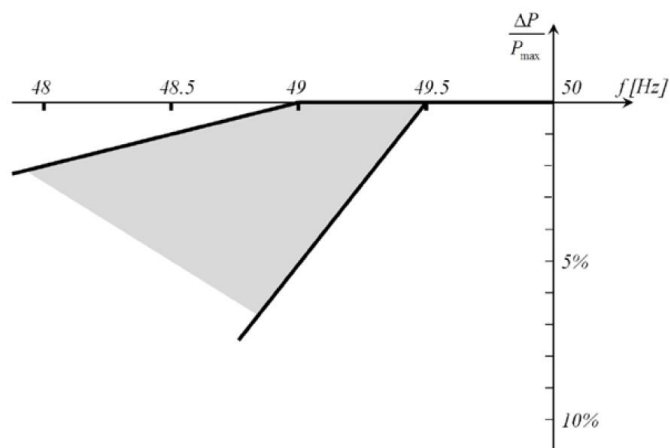
Snižování činného výkonu při nadfrekvenci je požadováno po dosažení tzv. prahové frekvence, která je v ČR nastavena na hodnotu 50,2 Hz. Při vyšší frekvenci než jmenovité, je nutné výkon snižovat z důvodu zamezení přetížení a případnému rozpadu sítě vlivem přebytku výkonu. Po překročení této frekvence je výkon snižován se strmostí, kterou si určí PDS, tzv. statika. Základní nastavení statiky pro ČR je $s_2 = 5 \%$. (Obrázek 2.4) [42]



Obrázek 2.4 Snižování činného výkonu při nadfrekvenci [42]

Δf	odchylka frekvence v síti
f_n	jmenovitá frekvence sítě
ΔP	změna činného výkonu na výstupu výrobního modulu
P_{ref}	referenční výkon, ke kterému je vztažena hodnota ΔP

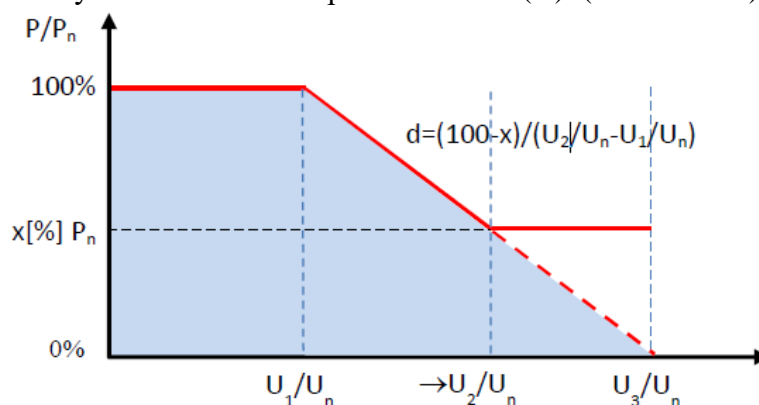
Pokud v síti poklesne frekvence pod 49,5 Hz, je požadováno snižování výkonu v mezích stanovených příslušným PDS. Je definována maximální a minimální strmost klesání výkonu. Je nežádoucí, aby při snížení frekvence došlo k přílišnému poklesu dodávaného činného výkonu, neboť to by mělo za následek další pokles frekvence a případný rozpad sítě. Meze dovoleného poklesu výkonu se snižující se frekvencí jsou zobrazeny níže na obrázku. (Obrázek 2.5)



Obrázek 2.5 Snižování činného výkonu s klesající frekvencí. [42]

Výše popsané regulace výkonu se v praxi příliš nevyskytují, neboť frekvence sítě za běžných podmínek nedosahuje zmíněných prahových hodnot. Mnohem častěji je požadována regulace snížení výkonu v závislosti na napětí v síti, tzn. P-U regulace. Důvodem je zabránění odpojení výroben přepětovými ochranami. Důležitou podmínkou pro snížení výkonu je plynulé snižování výkonu. Výrobce stanoví logiku snižování nesmí způsobit klesání výkonu po krocích nebo rozkmitání výstupního výkonu.

Snižování činného výkonu závislé na napětí – funkce $P(U)$. (Obrázek 2.6)

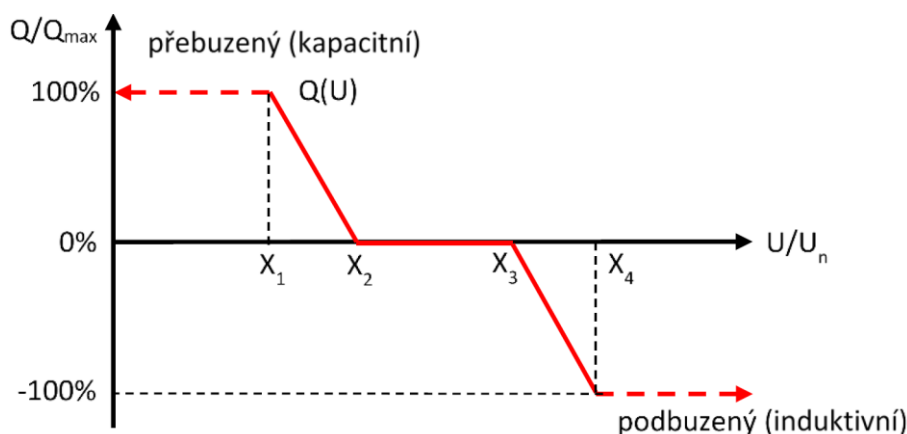


Obrázek 2.6 Funkce snižování činného výkonu s rostoucím napětím, P-U regulace [42]

Při omezení činného výkonu vzrůstem frekvence může být činný výkon opět zvyšován teprve po návratu frekvence na hodnotu $f \leq 50,1$ Hz.[42]

2.3.4 Řízení jalového výkonu

Pokud má výrobní modul instalovaný výkon nad 100 kVA, je požadavek na řízení jalového výkonu v rozsahu účinníku 0,9 kapacitní a 0,9 induktivní. Nastavení řízení jalového výkonu určuje PDS. Pro výrobní s nižším instalovaným výkonem, je stanoveno řízení jalového výkonu v závislosti na napětí, tzn $Q(U)$ křivka. (Obrázek 2.7) Pokud je v síti připojeno více blízkých zdrojů, tak je zapotřebí tuto křivku koordinovat podle jejich parametrů pro zajištění optimálního provozu sítě a její bezpečnosti.



Obrázek 2.7 charakteristika funkce $Q(U)$ [42]

Na ose X je vyneseno poměrné napětí v síti vůči jmenovitému napětí sítě, osa Y odpovídá poměru dodávaného/odebíraného jalového výkonu výrobní a maximální hodnoty jalového výkonu, který je výrobní schopna dodat/odebrat.

Při poklesu napětí do bodu $X1$ je požadavek na maximální možnou dodávku jalového výkonu do sítě za účelem zvýšení napětí v místě připojení. V bodě $X2$, kdy je napětí vyšší než v bodě $X1$, je požadavek na zahájení dodávky jalového výkonu do sítě. Mezi body $X2$ a $X3$ není požadována regulace jalového výkonu. Od bodu $X3$ je napětí v síti vyšší než jmenovité a výrobní začíná ze sítě jalový výkon naopak odebírat za účelem snížení napětí v síti v místě připojení. Při dalším zvýšení napětí, kterému bude odpovídat bod $X4$, je požadavek na maximální odběr jalového výkonu ze sítě pro snížení napětí v místě připojení. [42]

Všechny body $X1$, $X2$, $X3$, $X4$ jsou nastavitelné, například bod $X1 = 0,94$, tím definujeme, že při poklesu napětí v síti ku jmenovitému napětí sítě, je rovno $\frac{U_{sítě}}{U_n} = 0,94$.

Při uvažování jmenovité hodnoty sítě 230 V, by byl požadavek na zahájení maximální dodávky jalového výkonu při napětí $U_{q+max} = U_n \cdot X1 = 230 \cdot 0,94 = 216,2$ V. Totožným způsobem lze definovat i zbylé body charakteristiky.

Při nastavení parametrů regulační charakteristiky pro konkrétní případ je zapotřebí brát ohled na velikost a kolísání napětí na přípojnicích, velikost odboček nadřazeného napájecího transformátoru a vhodné nastavení strmosti regulace s ohledem na stabilitu napětí podél vývodů vlivem dodávky výkonů od výroben. [42]

V případě skokové změny napětí v síti musí nesynchronní výrobní modul být schopen dosáhnout 90 % změny jalového výkonu na výstupu do doby t_1 a musí se ustálit na hodnotě stanovené pomocí strmosti do doby t_2 s přípustnou odchylkou jalového výkonu v ustáleném stavu nejvýše 5 % maximálního jalového výkonu. Jednotlivé časové hodnoty určuje příslušný provozovatel distribuční soustavy.

2.3.5 Opětovné připojení

Pro zabránění připojení výrobní do sítě, která je v beznapěťové stavu, například při rekonstrukci, atd, je nezbytné zabezpečit připojení do sítě pouze tehdy, jsou-li všechny fáze sítě pod napětím. Opětovné připojení výrobní do distribuční soustavy je určeno provozovatelem distribuční soustavy podle následujících kritérií:

- 1) Po dobu 300 sekund je napětí a frekvence v mezích:
 - a. Napětí 85 – 110 % U_n
 - b. Frekvence 47,5 – 50,05 Hz
- 2) Postupné najetí na výkon od nuly s nárůstem výkonu max 10 % jmenovitého výkonu výrobní za minutu.

Pokud není možné zabezpečit najetí podle bodu 2. je možné připojit výrobní do sítě v intervalu 0-20 minut, při neustálé kontrole podle bodu 1. [42]

3 VOLBA PARAMETRŮ SIMULACE

Následující kapitola je věnována jednotlivým parametrům modelované sítě. V první části je pozornost věnována volbě časového intervalu simulace, který byl zvolen na základě zhodnocení jednotlivých aspektů, které jsou podrobněji popsány níže.

3.1 Měřicí interval

Časový interval měřených nebo simulovaných veličin je volen podle jejich následného využití. Například pro nastavení proudových ochran je žádoucí získat měřené či modelované hodnoty s co nejmenším časovým intervalem, neboť většinou je požadavek na vybavení ochran v co nejkratším čase. Pro potřeby dlouhodobé analýzy poměrů v síti naopak není většinou zapotřebí využívat co nejkratší měřicí interval, ale je zde využívána agregace naměřených hodnot nebo měření v delších časových intervalech.

Pro potřeby vyhodnocování kvality elektrické energie je využíván desetiminutový měřicí interval. Mezi vyhodnocované parametry kvality elektrické energie patří například míra vjemu flikru nebo celkové harmonické zkreslení THD. Pro účely redukce objemu dat, jsou naměřená data agregována do agregačního intervalu. Jedním z agregačních intervalů pro vyhodnocování kvality napětí je **deset minut** a jedná se o kvadratický průměr velikosti naměřených hodnot za tento čas. Důležitou podmínkou pro provedení agregace je dodržení poměru mezi měřicím a agregačním intervalem alespoň 300.[13]

Následně po provedení agregace je vyhodnocováno, zda je, či není splněn požadavek na kvalitu elektrické energie.[41] Pro dodržení požadavků na velikost napětí z pohledu kvality elektrické energie musí být během týdne 95 % desetiminutových průměrných efektivních hodnot napětí v intervalu $U_n \pm 10\%$. [13]

Ve **čtvrthodinových intervalech** je vyhodnocována velikost elektrické energie odebíraná ze sítě odběratelem, například odběratelé, kteří využívají měření typ B. Pro tarifní účely se stanoví tzv. čtvrthodinové maximum, které se vyhodnocuje ve dnech pondělí až neděle po dobu 24 hodin, pokud není uvedeno jinak. V případě, kdy odběratel překročí čtvrthodinové maximum uvedené ve smlouvě, je povinen uhradit PDS přírážku ve výši, která je stanovena ve smlouvě s PDS [6].

Hodinové intervaly využívá například dispečink elektrické sítě, který data dále využívá zejména pro obchod na burze s elektrickou energií. V hodinovém intervalu jsou též udávány typové diagramy dodávek (TDD), které definují předpokládanou energetickou bilanci odběrného místa. V našem případě se jedná o bilanci elektrické energie, která je uvedena v hodinových intervalech za dobu jednoho roku. Pomocí TDD lze například navrhovat fotovoltaické elektrárny pro rodinné domy, pokud není předem znám diagram a velikost odběru elektrické energie objektu. Pro účely této diplomové práce bude využito TDD pro odběrná místa jako výchozí diagram spotřeby elektrické energie.

3.1.1 Výběr časového okna

V praktické části bude věnována pozornost výpočtu výkonových poměrů v zadané síti. V časech špičkových odběrů elektrické energie bude provedeno také zhodnocení napěťových poměrů v síti. Špičkové odběry budou analyzovány v době ranní, odpolední a večerní spotřeby elektrické energie pro 2 konkrétní dny.

Aby bylo možné implementovat průběh výroby FVE v danou hodinu, budou využita data intenzity dopadajícího slunečního záření z databáze PVGIS-SARAH pro obec Moravany [38]. Tato databáze umožňuje pro konkrétní oblast stáhnout data o intenzitě dopadajícího slunečního záření, teplotě, rychlosti větru a také azimutu slunce v danou hodinu.

Pro simulaci bude využit charakter odběru daného objektu pomocí typových diagramů dodávek v kombinaci s daty poskytnutými od společností EG.D. Distribuce a.s. V simulaci bude také uvažováno neřízené nabíjení elektrických vozidel a na základě vyhodnocení neřízeného nabíjení bude provedena implementace řízeného nabíjení pro zvolený scénář.

Data o průběhu výroby z FVE a odběru daného objektu jsou k dispozici v hodinových intervalech. Hodinový interval není příliš vhodný pro vyhodnocení denního průběhu a z toho důvodu bylo přistoupeno k interpolaci dat. Tato interpolace byla provedena metodou kubické interpolace a zachovává původní hodnoty průběhu. Výsledkem je zkrácení časového intervalu na 5 minut, ve kterém jsou jednotlivé parametry v síti vyhodnocovány.

Implementace modelu průběhu nabíjení a počtu připojovaných elektrických vozidel do sítě je blíže popsáno v následujících kapitolách. Aktuální stav počtu bateriových elektrických vozidel (BEV) ve sledované oblasti ke dni 1.1.2021 dle ministerstva dopravy České republiky není přihlášeno žádné elektrické vozidlo. [54]

Napojení odběrných míst bude provedeno třífázovou přípojkou a zároveň bude uvažováno zapojení třífázových symetrických třífázových měničů. Jednotlivé odběry budou uvažovány jako třífázové symetrické zapojené do hvězdy.

4 TYPOVÉ DIAGRAMY DODÁVEK

Ve stávajícím způsobu měření odběru elektrické energie tvoří velkou část odběratelů, u kterých není využíváno průběhové měření. Odečet velikosti spotřeby elektrické energie u těchto odběratelů probíhá nejčastěji jednou ročně odečtem z elektroměru. Jedná se především o maloodběratele typu domácností (MOO) či firem (MOP) na hladině nízkého napětí 400 V. [53] [50]

V případě odečtu spotřebované energie jednou ročně je velmi obtížné sestavit podrobný průběh spotřeby v čase. Pro tyto účely byly sestaveny modelové průběhy těchto odběratelů, které byly sestaveny na základě dlouhodobého pozorování velkého množství těchto zákazníků. Typové diagramy dodávky (TDD) tak vyjadřují odhadovanou bilanci elektrické energie v čase.

Normalizovaný TDD je sestaven z 8 760 hodnot průměrných hodinových odběrů v roce, vztažených k hodnotě ročního maxima průměrných hodinových odběrů, určeného z měření vzorků TDD. [53] [36]

Společnost OTE a.s. na svých stránkách poskytuje osm typů ročních normalizovaných TDD s hodinovým intervalem. Jednotlivé třídy TDD zohledňují různorodé chování spotřebitelů elektrické energie. Například spotřebitel, který využívá elektrickou energii na vytápění i ohřev teplé vody (TV) bude mít jiný charakter odběru než spotřebitel, který využívá pro vytápění a ohřev TV jinou formu než elektrickou. [36]

Je důležité rozlišit normalizovaný a přepočtený TDD. Normalizovaný typový diagram je sestaven jako odhad průběhu spotřeby pro následující kalendářní rok. Přepočtený typový diagram je sestaven zpětně, a uvažuje ve výpočtu vliv skutečné naměřené teploty pro daný den.

Chování spotřebitelů též zohledňuje příslušná distribuční sazba, která je vybrána na základě předpokládaného využití elektrické energie a velikosti spotřeby v objektu. Jednotlivé distribuční sazby jsou zařazeny do příslušné třídy TDD [53] [58].

4.1 Tvorba TDD

Tvorbou TDD se zabývá například společnost EGÚ Brno [59]. Při tvorbě TDD je využito statistických, výpočetních a analytických postupů. Každý rok jsou vytvářeny nové normalizované TDD pro jednotlivé třídy, které jsou upraveny podle aktualizovaných měření u vybraných odběratelů jednotlivých tříd TDD. Aby byla zajištěna dostatečná přesnost modelované spotřeby, je realizováno podrobné měření spotřeby přibližně u 2500 vybraných OM [22].

Byla prokázána vazba mezi okolní teplotou a průběhem spotřeby odběrných míst. Do výpočtu TDD tak vstupují dvě rozdílné teploty, a to normálová a skutečná teplota. Dalším důležitým aspektem výpočtu je rozdělení průběhu zatížení na více složek, které jsou definované s jasným vztahem k teplotě.

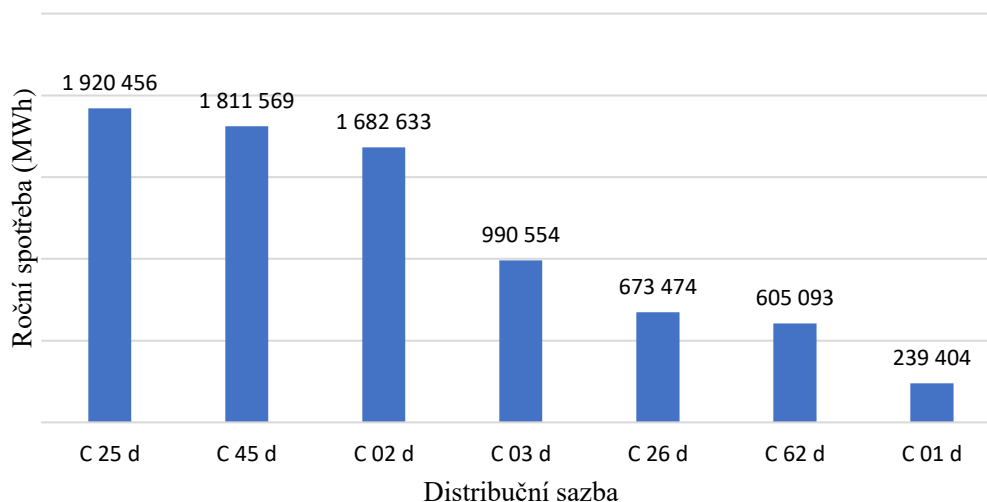
Normálová teplota se uplatňuje při tvorbě normalizovaných TDD. Stanoví ji ČHMU jako aritmetický průměr denních teplot vzduchu z let 1961-1990 za jednotlivé kalendářní dny pro území celého státu vypočítaný z údajů všech měřicích stanic. Normálová teplota se stanoví jednou za 30 let. Pro další postup tvorby TDD jsou všechny průběhy normálových a skutečných teplot exponenciálně vyhlazeny. [55] [14]

Vyhlazením teplot se respektuje vliv určité časové setrvačnosti v obecné závislosti zatížení na venkovní teplotě. Dosahuje se tak zpravidla lepších korelačních vazeb mezi skutečným průběhem zatížení a průběhem zatížení odhadovaným na základě regresních modelů. [12]

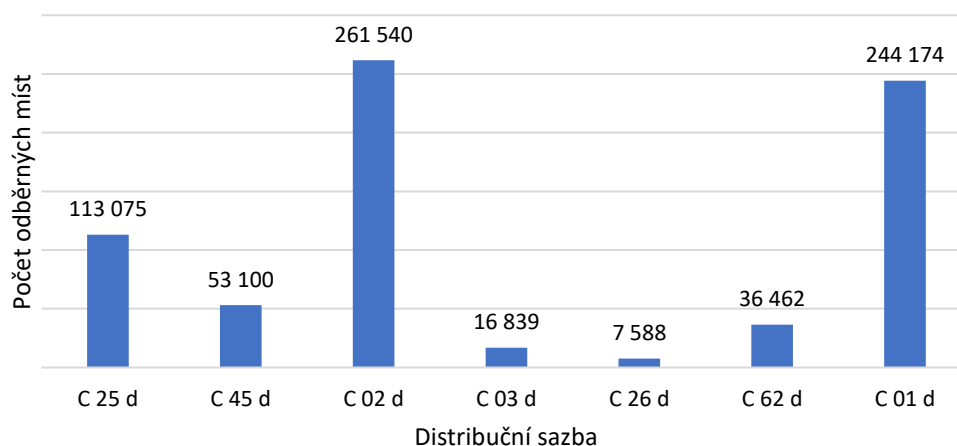
V případě TDD třídy 5, která je dále rozdělena na 8 podtříd, jsou využívány normálové a skutečné teploty pro příslušné oblasti, nikoli teploty celorepublikové. V praxi to znamená, že třída TDD 5 je rozčleněna na podkategorie pro 8 rozdílných oblastí zvlášť. Vzhledem k poloze modelované oblasti, která leží na území Jihomoravského kraje, bude ve výpočtech použit právě normalizovaný TDD5 pro Jihomoravský kraj.

4.2 TDD pro podnikatelský odběr

Na území České republiky podle tarifní statistiky za rok 2019 [50] bylo celkem 747 805 odběrných míst (OM) v kategorii maloodběratel podnikatel (MOP) s celkovou roční spotřebou 8 130 957 MWh. Na obrázcích níže je zobrazeno rozdělení odběrných míst MOP podle příslušné distribuční sazby a celkovou roční spotřebovanou elektrickou energií. (Obrázek 4.1, Obrázek 4.2)



Obrázek 4.1 Roční spotřeba elektrické energie podle distribuční sazby 2019, zdroj: ERÚ [50]



Obrázek 4.2 Počet odběrných míst podle distribuční sazby 2019, zdroj: ERÚ [50]

Nejvíce využívaná distribuční sazba za rok 2019 v kategorii MOP byla C02d s celkovým počtem 261 540 odběrných míst. (Obrázek 4.2) Nejvyšší spotřebovaná energie za rok 2019 náleží sazbě C25d. (Obrázek 4.1)

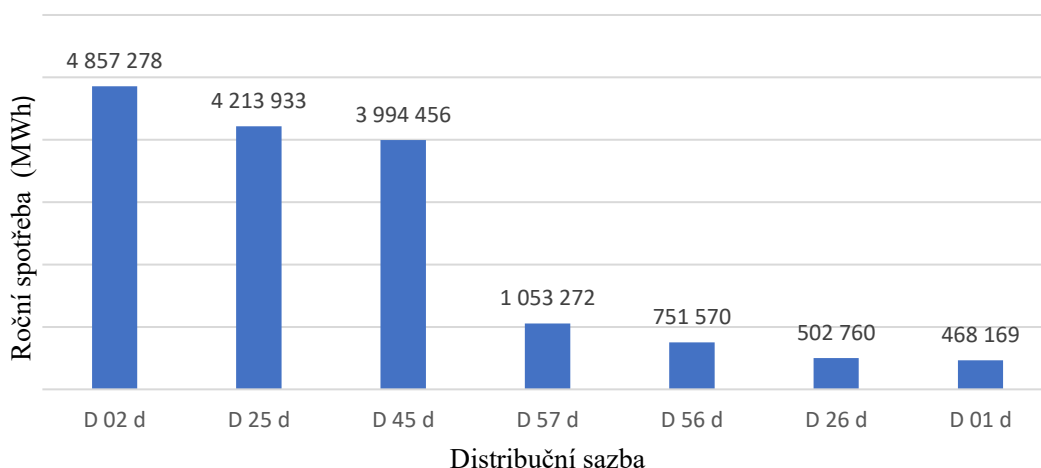
Tarifní sazba určená pro podnikatele s elektromobilem C27d byla registrována u 52 odběrných míst a celková roční spotřeba činila 489 MWh. Aby bylo možné sazbu C27d užívat, musí uživatel věrohodně doložit vlastnictví nebo užívání elektromobilu a zároveň nabíjecí zařízení musí být napájeno samostatným příívodem a měřeno samostatným měřicím zařízením.[46]

Tabulka 4.1 Přehled distribučních sazeb a jim odpovídající TDD pro MOP [46]

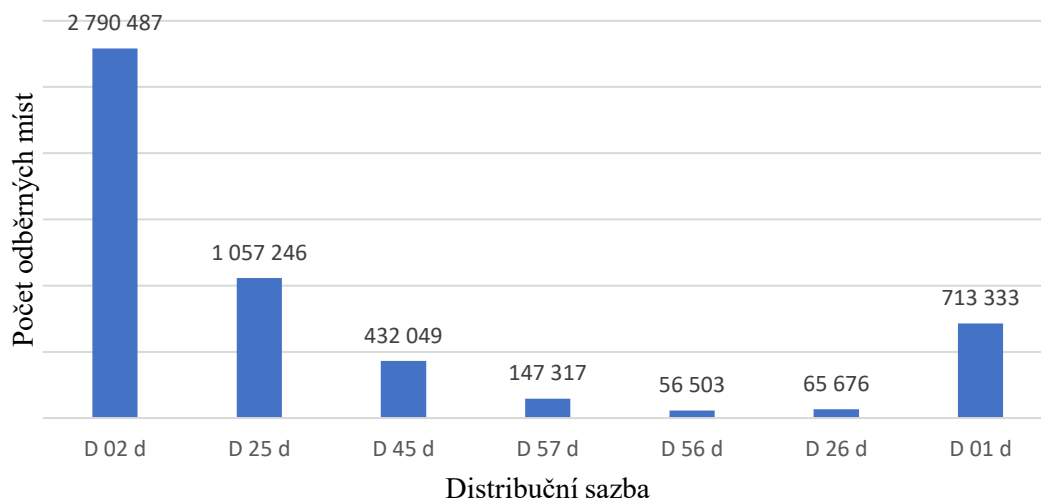
TŘÍDA TDD	DISTRIBUČNÍ SAZBA	CHARAKTER ODBĚRU
1	C 01	Jednotarif – bez tepelného využití elektřiny – nízká spotřeba
	C 02	Jednotarif – bez tepelného využití elektřiny – střední spotřeba
	C 03	Jednotarif – bez tepelného využití elektřiny – vyšší spotřeba
2	C 25	Dvoutarif – akumulární ohřev nebo vytápění
	C 26	Dvoutarif – akumulární vytápění s blokováním
	C 27	Dvoutarif – elektromobil
	C 35	Dvoutarif – hybridní vytápění/ ohřev vody
3	C 45	Dvoutarif – přímé elektrické vytápění
	C 46	Dvoutarif – přímé/ hybridní elektrické vytápění
	C 55	Dvoutarif – tepelné čerpadlo
	C 56	Dvoutarif – tepelné čerpadlo

4.3 TDD maloodběr obyvatelstvo

V roce 2019 byl počet odběrných míst zařazených do kategorie maloodběratel obyvatelstvo (MOO) roven 5 281 794 odběrných míst. Celková roční spotřeba těchto odběratelů činila 15 939 707 MWh. Na obrázcích níže je uvedeno rozložení počtu OM podle distribuční sazby a jejich celkové roční spotřebě elektrické energie. (Obrázek 4.3, Obrázek 4.4).



Obrázek 4.3 Roční spotřeba elektrické energie podle distribuční sazby 2019, zdroj: ERÚ [50]



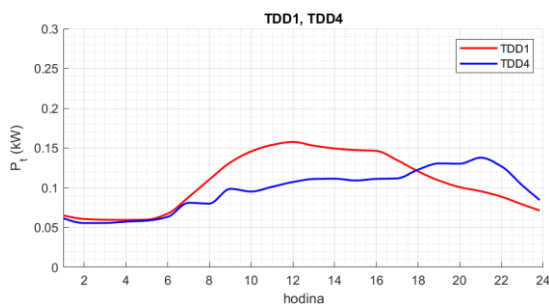
Obrázek 4.4 Počet odběrných míst podle distribuční sazby 2019, zdroj: ERÚ [50]

Tabulka 4.2 Přehled distribučních sazeb a jim odpovídající TDD pro MOO [46]

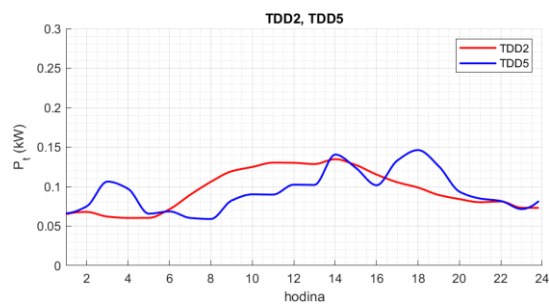
TŘÍDA TDD	DISTRIBUČNÍ SAZBA	CHARAKTER ODBĚRU
4	D 01	Jednotarif – bez tepelného využití elektřiny nízká spotřeba
	D 02	Jednotarif – bez tepelného využití elektřiny střední spotřeba
	D 61	Dvoutarif – Víkendový režim
5	D 25	Dvoutarif – akumulaci ohřev nebo vytápění
	D 26	Dvoutarif – akumulaci ohřev nebo vytápění
	D 27	Dvoutarif – elektromobil
6	D 35	Dvoutarif – hybridní vytápění/ ohřev vody
7	D 45	Dvoutarif – přímé elektrické vytápění
	D 56	Dvoutarif – tepelné čerpadlo
	D 57	Dvoutarif – hybridní / přímé vytápění, tepelné čerpadlo

4.4 Průběhy vybraných tříd TDD

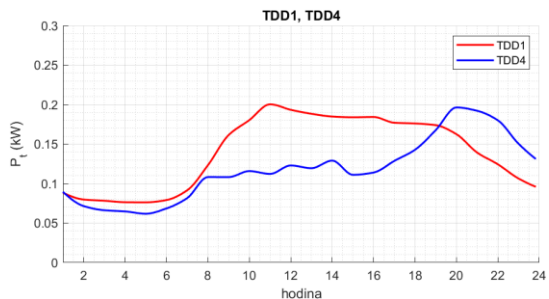
Pro vybrané třídy normalizovaných TDD jsou na obrázcích níže (Obrázek 4.5, 4.6, 4.7, 4.8) vyneseny interpolované křivky denního zatížení pro den minimálního zatížení 6.7.2021 a pro den maximálního zatížení 11.2.2021 s roční spotřebou OM 1 MWh.



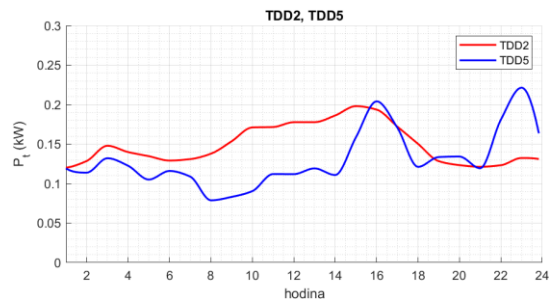
Obrázek 4.5 průběh spotřeby OM dle TDD1 a TDD4, 6.7.2021



Obrázek 4.6 průběh spotřeby OM dle TDD2 a TDD5, 6.7.2021



Obrázek 4.7 průběh spotřeby OM dle TDD1 a TDD4, 11.2.2021



Obrázek 4.8 průběh spotřeby OM dle TDD2 a TDD5, 11.2.2021

4.4.1 Stanovení plánované roční spotřeby elektřiny v OM s měřením typu C

Pro stanovení plánované roční spotřeby odběrného místa je využito přepočtených TDD, normalizovaných TDD a odhadu roční spotřeby příslušného odběrného místa.

Metodika vychází z vyhlášky č. 127/2017 Sb. Příloha 5. V prvním kroku se určí suma relativních hodnot příslušného přepočteného typového diagramu dodávky (TDD_p), který je platný pro zúčtovací období, za které byla odečtena roční spotřeba OM. Pro účely této práce byla odhadnuta data o celkové roční spotřebě OM za rok 2020 a budou tedy použity TDD_p právě za rok 2020. Plánovaná roční spotřeba OM s měřením typu C je následně stanovena podle vztahu (4.1) níže: [63]

$$E_{plán} = \frac{K_r}{K_f} \cdot E_{f,sk} \quad (4.1)$$

$E_{plán}$	plánovaná roční spotřeba OM (pro potřeby této práce pro rok 2021).
$E_{f,sk}$	Odhadnutá spotřeba OM za fakturační období (2020)
K_f	Suma relativních koeficientů příslušného přepočteného TDD za fakturační období (2020)
K_r	Suma relativních koeficientů příslušného normalizovaných TDD, ve kterém se nachází den, za který bude prováděno zúčtování odchylek. (2021)

Suma relativních koeficientů K_r pro normalizovaný TDD a suma relativních hodnot K_f pro přepočtený TDD se stanoví podle vztahů (4.2) (4.3): [63]

$$K_r = \sum_{d=1.1.kr}^{31.12.kr} \sum_{h=1}^{24} k_{TDDn,d,h} \quad (4.2)$$

$$K_f = \sum_{d=d_{poč}+1}^{d=d_{kon}} \sum_{h=1}^{24} k_{TDDp,d,h} \quad (4.3)$$

Kde

kr	je kalendářní rok, pro který se stanovuje odhad spotřeby,
$k_{TDDn,d,h}$	je relativní hodnota příslušného normalizovaného typového diagramu ve dni d a v hodině h .
$d_{poč}$	je den počátku fakturačního období,
d_{kon}	je den konce fakturačního období
$k_{TDDp,d,h}$	je relativní hodnota příslušného přepočteného typového diagramu ve dni d , v hodině h .

5 PRŮBĚH A VELIKOST VÝROBY Z FVE

Jak již bylo zmíněno v přechozí kapitole, data o průběhu výroby ze střešních instalace FVE budou získána z programu PVGIS. Tato databáze dále umožňuje výpočet průběhu výroby FVE při známém instalovaném výkonu, úhlu sklonu FV panelů a jejich azimutu natočení. Dále je ve výpočtu dodávaného výkonu z FVE implementován vliv teploty panelu na dodávaný výkon. Díky této funkci lze získat data o výrobě FVE v hodinovém intervalu pro libovolný den. Na základě uvedeného předpokladu o velikosti instalovaného výkonu lze sestavit denní diagram výroby elektrické energie z FVE v hodinových intervalech. [38]

Dle dostupných dat z práce M. Štefka „Potencionální produkce elektrické energie ze střešních fotovoltaických elektráren v obci do 3000 obyvatel“ [57] je známo rozložení střech v obci Moravany podle jejich orientace, sklonu a potenciálního využití plochy pro instalaci fotovoltaických panelů. Díky těmto údajům lze určit předpokládanou výtěžnost FV systému v závislosti na umístění objektu a instalovaném výkonu fotovoltaické elektrárny.

5.1 Vlivy na výkon fotovoltaických panelů

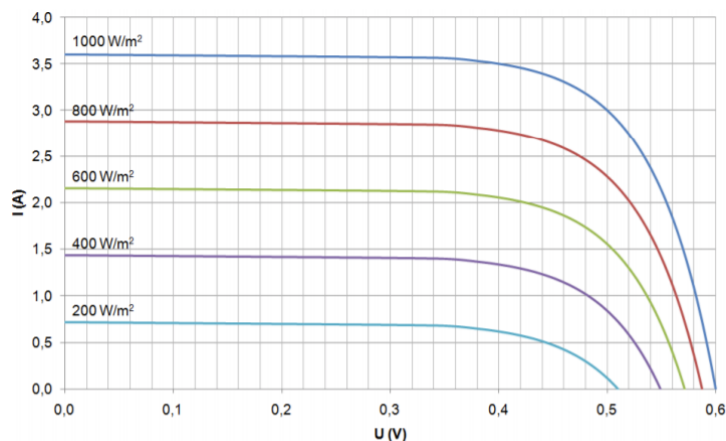
V následující kapitole jsou stručně popsány jednotlivé aspekty, které ovlivňují velikost dodávaného výkonu z FV panelů. Je zde věnována pozornost vlivu intenzity slunečního záření, teploty panelů a v neposlední řadě také vliv orientace FV panelů na jednotlivé světové strany.

5.1.1 Intenzita slunečního záření

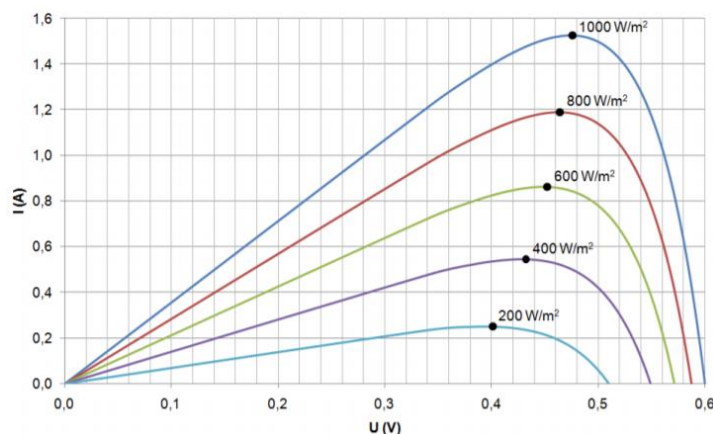
Vlivem osvětlení FV panelu dochází k uvolnění elektronů z krystalické mřížky a ke generaci elektrického napětí a proudu. Největší vliv na velikost generovaného výkonu má intenzita dopadajícího záření na FV panel, které se mění v závislosti na: [5]

- a) na denní době
- b) na ročním období
- c) na oblačnosti v dané lokalitě
- d) na úhlu dopadu slunečního záření
- e) na spektrálním složení dopadajícího světla

Dopadající sluneční záření lze rozdělit na dvě složky, a to přímé a difuzní. S rostoucí osvětleností panelu úměrně roste velikost proudu a tím i výstupní výkon panelu.



Obrázek 5.1 Vliv intenzity osvětlení na VA charakteristiku FV článku [5]



Obrázek 5.2 Vliv intenzity osvětlení na výstupní výkon FV článku [5]

Z výše uvedených charakteristik lze vyčíst značnou závislost generovaného výkonu v závislosti na intenzitě dopadajícího záření na FV panel.

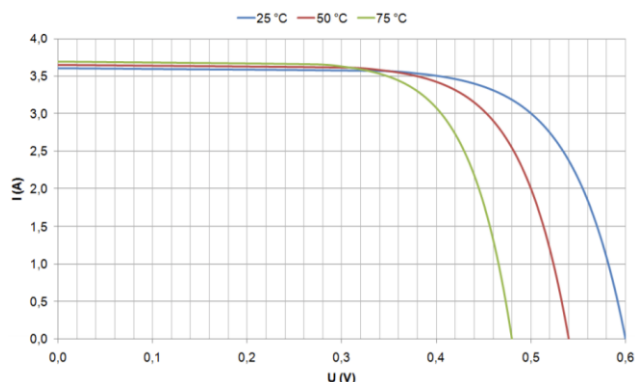
5.1.2 Teplota

Velikost dodávaného výkonu z FV článku je značně závislá na teplotě samotného článku. V extrémních případech, kdy teplota okolí dosahuje 40 °C a panuje bezvětří, může teplota FV článku vystoupat až na hodnotu 80 °C. Následkem takto vysoké teploty článku dochází ke snížení svorkového napětí a poklesu dodávaného výkonu z článku do zátěže. V horkých letních měsících takto může dojít ke ztrátě až 75 % potenciálně dosažitelné výroby.[5]

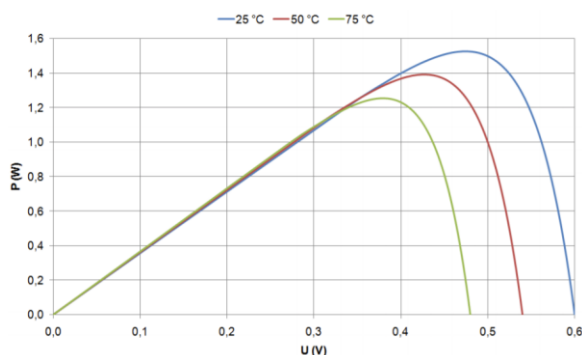
Aby bylo možné zahrnout do návrhu FV systému vliv teploty, jsou pro FV panely stanoveny teplotní koeficienty popisující změnu elektrických parametrů panelu v závislosti na teplotě. Jedním z těchto koeficientů je parametr popisující vlastnost proudu nakrátko. Ten nepatrně roste se zvyšující se teplotou. Naproti tomu napětí naprázdno s rostoucí teplotou velmi významně klesá a s ním i celkový dodávaný výkon.

I když výstupní proud se zvyšující se teplotou mírně roste, pokles napětí panelu má na výstupní výkon dominantní vliv. Se změnou teploty se tak posouvá bod maximálního

výkonu (MPP). (Obrázek 5.4). Na obrázcích níže jsou zobrazeny VA charakteristiky monokrystalického FV článku pro tři různé teploty (Obrázek 5.3). [5]



Obrázek 5.3 Vliv teploty na VA charakteristiku FV článku [5]



Obrázek 5.4 Vliv teploty na změnu výstupního výkonu z FV článku [5]

Jako orientační velikost poklesu výstupního výkonu s rostoucí teplotou lze považovat pokles 4 % výkonu s každým přírůstkem teploty o 10 °C. Procentuální změna dodávaného výkonu je tak rovna $k_{výkon} = 0,4 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$.

5.1.3 Orientace panelu

Velkou roli při výpočtech potenciální výroby FVE představuje orientace natočení fotovoltaického panelu a jeho sklon vůči rovině terénu. Ideální sklon FV panelu v letním období se pohybuje v rozmezí 30° až 45° od vodorovné roviny Země a v zimních měsících se ideální sklon FV panelu pohybuje mezi 60° až 90° od vodorovné roviny Země [28]. Dané údaje platí pro oblast, ve které se nachází Česká republika.

Pro maximální výtěžnost výkonu z FV instalace je optimální orientace co nejvíce k jihu. Za optimální orientaci FV panelu lze považovat i natočení mezi jihovýchodem a jihozápadem, kde se ztráty z výnosu pohybují do 5 %. [29]

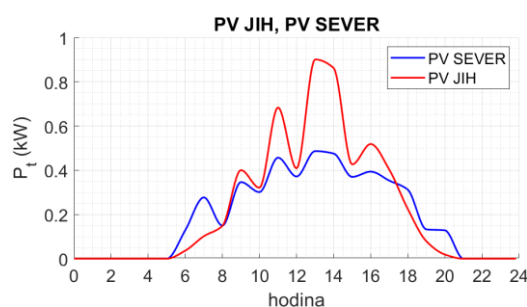
Pro dosažení maximální výtěžnosti FV systému je tedy ideální umístění FVE pro rodinné domy na střechy orientované na jih, jihovýchod nebo jihozápad, či na rovné střechy, kde je možné nastavit sklon i natočení panelů pro dosažení maximální účinnosti. [29] [62]

5.2 Průběh výroby z FVE

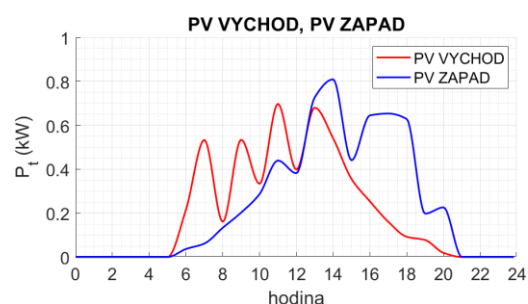
Vzhledem k rozdílnému natočení střech objektů ve vybrané síti byly zjištěny průběhy předpokládané výroby z FV panelů pro 8 různých směrů natočení panelů od 0° do 360° po kroku 45° . Pokud odběrné místo disponuje sedlovou střechou bude uvažováno v daném scénáři s osazením FV panelů na obě strany střechy. Výsledný průběh výroby tak bude odpovídat součtu výkonů z obou směrů natočení. Sklon panelů byl zvolen s ohledem na optimalizaci výroby 35° . Při tomto sklonu FV panelů je dosaženo nejvyšší účinnosti FV panelů. [29]

Jednotlivé průběhy výkonu na obrázcích níže odpovídají průběhu výroby z FVE o instalovanému výkonu panelů $P_{inst} = 1 \text{ kWp}$ a jsou brány jako výchozí. Každému odběrnému místu je přiřazena velikost instalovaného výkonu střešní instalace FVE na základě dat z práce M. Štefka [57] a dopočtena celková výroba z FVE.

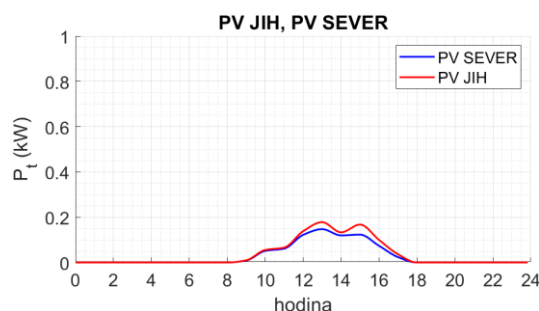
Výchozí průběh dodávky výkonu z FVE pro vybrané směry natočení, jsou vyneseny na obrázcích níže. (Obrázek 5.5, Obrázek 5.6). Tyto průběhy představují výrobu FVE o instalovaném výkonu 1 kWp pro den maximální (11.2.2021) a minimální (6.7.2021) spotřeby odběrných míst dle TDD.



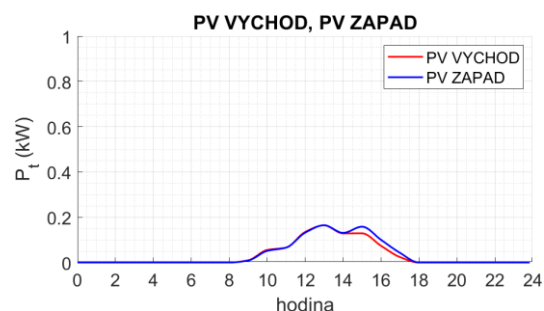
Obrázek 5.5 výroba FVE pro sever a jih, 1 kWp, 6.7.



Obrázek 5.6 výroba FVE po východ a západ, 1 kWp, 6.7.



Obrázek 5.7 výroba FVE pro sever a jih, 1 kWp, 11.2.2021



Obrázek 5.8 výroba FVE po východ a západ, 1 kWp, 11.2.2021

Nerovnoměrný tvar průběhu výroby FVE v letním měsíci je způsoben proměnlivým osvětlením FV panelů. Tento jev může být zapříčiněn zastíněním slunce, například přechodem mraku.

6 ELEKTROMOBILITA

V České republice je v roce 2021 registrováno přes 10 000 osobních vozidel s externím dobíjením, z toho je přibližně 70 % bateriových elektrických vozidel (BEV) a 30 % plug-in hybridních (PHEV). [3] Celkově tak tvoří tyto dvě kategorie přibližně 0,16 % veškerého vozového parku v ČR. [19]

V roce 2020 bylo v EU registrováno 548 033 nových osobních BEV a 509 215 PHEV. Na všech nových registracích osobních automobilů se tak tato vozidla podílela 10,3 %.

6.1 BEV kategorie M1

V roce 2020 bylo v České republice registrováno 3180 bateriových elektrovozidel (BEV) kategorie M1 (Vozidla, která mají nejvýše 8 míst k přepravě osob, kromě místa řidiče nebo víceúčelová vozidla), přičemž celkový počet registrovaných BEV M1 stoupl na 7109 kusů. Počet registrovaných BEV se tak za rok 2020 zvýšil téměř dvojnásobně. Tato kategorie vozidel (M1) představuje primární trh s BEV a pokrývá téměř 56 % všech registrovaných BEV za období 2010 až 2020. [3]

Největší podíl nově registrovaných BEV M1 na českém trhu vyrobených v roce 2020 si připsala Škoda s podílem 50,9 % registrací, následovala Tesla 12,3 % a pak Hyundai 7,7 %. Podíl nově registrovaných BEV značky Volkswagen tvoří 6,2 %. [3]

V celkovém srovnání podle modelů vozů za rok 2020 je nejvíce zastoupeným elektrovozdlem na českých silnicích Škoda Citigo-e s celkovým počtem 971 kusů (16,1 %), následovala Škoda Enyaq s počtem 741 vozidel (12,3 %) a třetím nejpoužívanějším BEV bylo BMW i3 s počtem 525 vozidel (8,7 %). Méně zastoupenými vozidly byla Tesla model 3 a model S, Nissan Leaf nebo Volkswagen e-Golf. [19] V Jihomoravském kraji je ke dni 31.12.2020 registrováno 637 BEV M1. [3]

6.2 Postoj k elektromobilitě v ČR

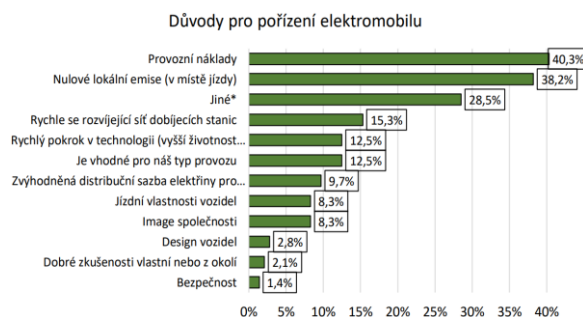
Průzkum postoje firem a řidičů k elektromobilitě v ČR se zabývala studie Centra dopravního výzkumu (CDV) ve spolupráci s ministerstvem dopravy (MDČR). Průzkum byl proveden pro účely národního akčního plánu za účelem podpory nákupu a provozu elektromobilů. Dotazovacího průzkumu se zúčastnilo 406 organizací a firem a 1 007 respondentů [40].

Z výsledků průzkumu byly stanoveny tyto závěry. Vozidlo na elektrický pohon zakoupila jen 3,2 % oslovených organizací a 1,7 % jej bude pořizovat v roce 2021. Dalších 6,4 % koupí nevylučuje nebo ji zvažuje. Naprostá většina (88,7 %) však uvedla, že elektrické vozidlo nepořídí a nebudou pořizovat v nejbližších čtyřech letech. Přes 75 % respondentů uvedlo, že ani v pozdějším období o koupi elektrického vozidla neuvažují. Téměř 90 % dotázaných organizací nevědělo o dotačním programu

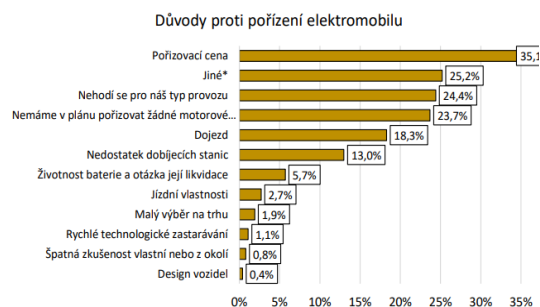
„Nízkouhlíkové technologie“, který finančně podporuje rozvoj elektromobility ve firmách. [40]

Jako hlavním důvodem pro pořízení automobilů firmy a podnikatelé uvedli nízké provozní náklady a nulové lokální emise. Proti pořízení elektromobilu uvedli jako hlavní důvod vysokou pořizovací cenu a nevhodný pro typ provozu vozidla. Konkrétní další důvody pro (Obrázek 6.1) a proti (Obrázek 6.2) pořízení EV u podnikatelských subjektů jsou uvedeny na obrázcích níže, [40]

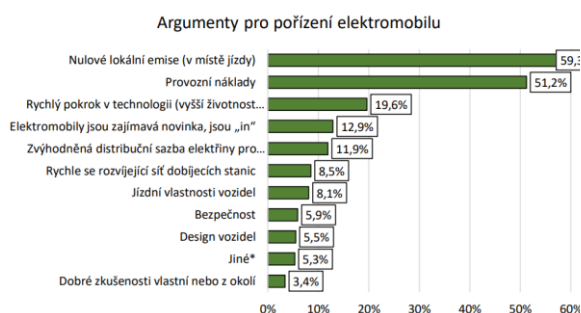
Většina řidičů (fyzických osob) o koupi elektromobilu neuvažuje – 34,6 % si ho nechce pořídit vůbec a 53,9 % sice elektromobil neodmítá zcela, ale zatím o koupi ani nepřemýšlí. Dalších 8,9 % přemýšlí o pořízení EV v nejbližších letech a pouze 2,6 % dotázaných je rozhodnuto ke koupi, ovšem reálné obrysy má koupě automobilu celkem šest respondentů (0,6 % z dotázaných). Jako hlavní důvod proti koupi EV uvedli řidiči vysokou pořizovací cenu, nedostatečný dojezd a nedostatečná infrastruktura dobíjecích stanic. Důvody pro pořízení EV jsou shodné s důvody, které uvedly podnikatelské subjekty, a to nulové lokální emise a nižší provozní náklady oproti vozidlům se spalovacím motorem (Obrázek 6.6). [40]



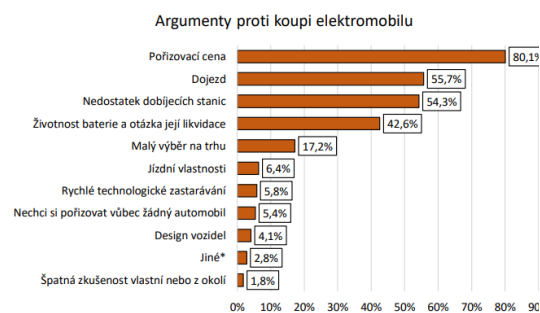
Obrázek 6.1 Důvody pro pořízení EV firmy, zdroj: CDV [40]



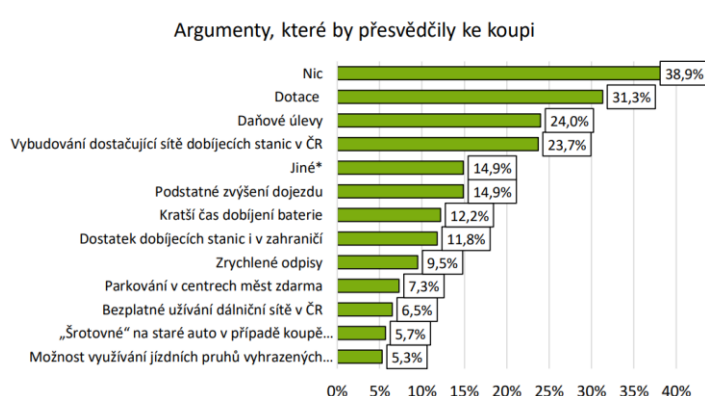
Obrázek 6.2 Důvody proti pořízení EV firmy, zdroj: CDV [40]



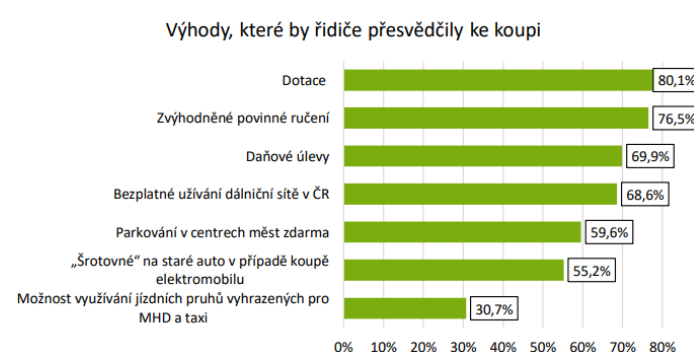
Obrázek 6.3 Důvody pro pořízení EV, řidič, zdroj: CDV [40]



Obrázek 6.4 Důvody proti pořízení EV, řidič, zdroj: CDV [40]



Obrázek 6.5 Argumenty, který by přesvědčili ke koupi EV, firmy, zdroj: CDV [40]



Obrázek 6.6 Argumenty, které by přesvědčili ke koupi EV, řidiči, zdroj: CDV [40]

6.3 Predikce počtu vozidel

Pro stanovení předpokládaného počtu BEV v budoucích letech, bude vycházeno ze statistických dat o počtu obyvatel ČR a vývoje počtu registrovaných vozidel v ČR. K datu 30.12.2020 bylo v obci Moravany u Brna registrováno celkem 2430 vozidel, přičemž z tohoto počtu je 1709 osobních automobilů a žádné vozidlo s elektrickým pohonem. [54] Počet obyvatel obce Moravany u Brna je k datu 1.1.2020 roven 3313. [43] Pro následné výpočty bude stanoven koeficient počtu osobních automobilů (OA) na obyvatele k_{OA} . Tento koeficient je pro obec Moravany u Brna pro rok 2021 roven:

$$k_{OA, Moravany, 2020} = \frac{\text{počet OA}}{\text{počet obyvatel}} = \frac{1709}{3313} = 0,516 \quad (6.1)$$

Pro srovnání s celorepublikovým průměrem, kde celorepublikový koeficient k_{OA} k roku 2021 je roven $k_{OA, 2021} = 0,57$. Počet obyvatel ČR je k datu 31.12.2020 roven 10 701 777 obyvatel a počet registrovaných osobních automobilů stoupl na 6,13 milionů vozů. Stanovení koeficientu $k_{OA, 2021}$ dle rovnice (6.1):

$$k_{OA, 2021} = \frac{6,1 \cdot 10^6}{10,7 \cdot 10^6} = 0,57$$

Na základě predikce počtu obyvatel a přírůstku nově registrovaných vozidel popsany v Dílčí studii elektromobility [11] z roku 2017 se koeficient k_{OA} bude zvyšovat v modelované oblasti na hodnotu 0,6 do roku 2030 a poté bude klesat na hodnotu 0,5 do roku 2040.

6.3.1 Počet obyvatel obce Moravany

První metoda predikce počtu obyvatel v obci Moravany vychází z rozložení obyvatelstva v jednotlivých krajích, kterým se zabývá Český statistický úřad (ČSÚ) a zároveň stanoví předpokládaný vývoj počtu obyvatel do roku 2070. Jedná se tedy o výhled populačního vývoje kraje na období následujících padesáti let. Tento dokument byl vydán v roce 2019 a vychází ze skutečných dat sčítání obyvatelstva v jednotlivých krajích, analytických ukazatelů plodnosti, úmrtnosti a migrace [43] [44].

Obec Moravany u Brna se nachází na území Jihomoravského kraje (JMK), při stanovení předpokládaného počtu obce tak bude vycházeno z relativní změny počtu obyvatel v Jihomoravském kraji za příslušné časové období pro následující roky 2030 a 2040. Pro tyto roky bude následně stanoven koeficient předpokládané změny obyvatelstva v JM kraji $k_{\Delta obyvv}$, který bude stanoven dle rovnice (6.2):

$$k_{\Delta obyvv(i)} = \frac{N_{obyvv(2020)}}{N_{obyvv(i)}} \quad (6.2)$$

Kde: $N_{obyvv(2020)}$ počet obyvatel v JM kraji v roce 2020
 $N_{obyvv(i)}$ počet obyvatel v JM kraji v i-tém roce

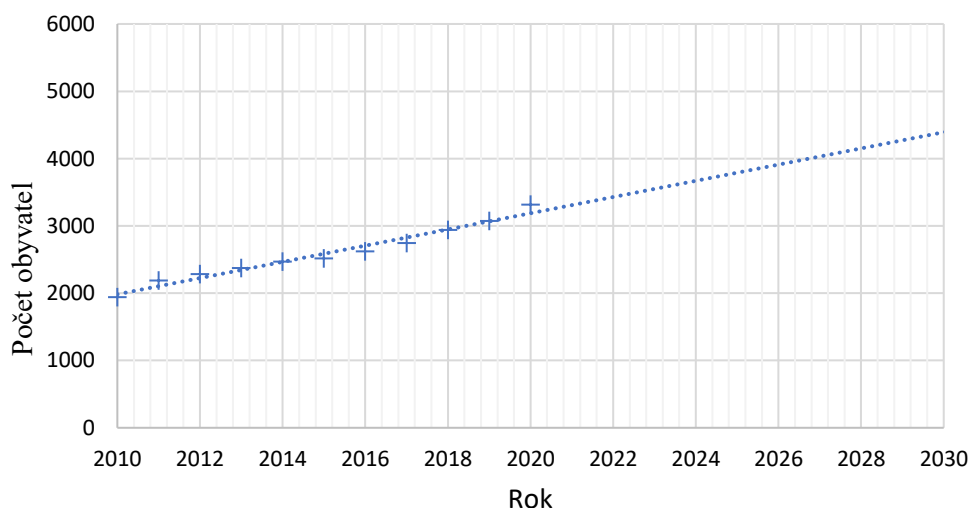
V následující tabulce jsou uvedeny predikované počty obyvatel v JM kraji, příslušné koeficienty $k_{\Delta obyvv}$ a počet obyvatel v obci Moravany u Brna pro roky 2030 a 2040.

Tabulka 6.1 Predikce počtu obyvatel v JM a obci Moravany, metoda první

ROK	2020	2030	2040
Počet obyvatel v JMK	1 192 055	1 207 643	1 205 664
$k_{\Delta obyvv}$	1,0000	1,0131	1,0114
Počet obyvatel Moravany	3313	3356	3395

Tyto hodnoty počtu obyvatelstva vychází z předpokladu, že se obec Moravany nebude v následujících letech dynamicky rozrůstat.

Metoda druhá vychází z dostupných dat o počtu obyvatel z ČSÚ [44] a územního plánu obce Moravany [60]. Z těchto dat lze naopak předpokládat pokračující trend dynamického rozvoj obce.



Obrázek 6.7 Vývoj počtu obyvatel v obci Moravany, zdroj: ČSÚ [43]

Za předpokladu zachování lineárního růstu počtu obyvatel v obci Moravany, bude v roce 2030 počet obyvatel 4396 (Obrázek 6.7). Pro další postup budou použita data vycházející z predikce počtu obyvatel podle metody druhé, která jsou uvedeny v tabulce níže:

Tabulka 6.2 Predikce počtu obyvatel v obci Moravany, metoda druhá,

ROK	2020	2030
Počet obyvatel Moravany	3313	4396

6.3.2 Počet osobních vozidel

Na základě predikce počtu obyvatel a velikosti koeficientu k_{OA} pospaným v kapitole 6.3

byl stanoven předpokládaný vývoj počtu osobních automobilů pro vybranou oblast. Pro zpřesnění predikce vývoje OA na základě geografické polohy obce, byl do výpočtu koeficientu k_{OA} pro obec Moravany zahrnut tzv. koeficient polohy k_{POA} , který zohledňuje rozdíl mezi koeficientem k_{OA} celorepublikovým a k_{OA} pro obec Moravany. Výpočet koeficientu $k_{P,OA}$ byl proveden podle rovnice (6.3) (6.4):

$$k_{P,OA} = \frac{k_{OA,Moravany(2020)}}{k_{OA,\check{C}R(2020)}} \quad (6.3)$$

$$k_{OA,Moravany(i)} = k_{P,OA} \cdot k_{OA,\check{C}R(i)} \quad (6.4)$$

Kde:

$k_{OA,\check{C}R(i)}$ celorepublikový koeficient počtu OA na obyvatele pro i-tý rok

$k_{P,OA}$ tzv. koeficient polohy obce

$k_{OA,Moravany(i)}$ koeficient počtu OA na obyvatele pro i-tý rok pro Moravany

Výsledky projekce jsou uvedeny v tabulce níže:

Tabulka 6.3 Predikce počtu osobních automobilů pro obec Moravany

	SOUČASNOST	BUDOUCNOST	
Rok	2020	2030	2040
Počet obyvatel Moravany	3313	4396	5600
$k_{OA,\check{C}R}$	0,57	0,6	0,5
$k_{P,OA}$	0,905	0,905	0,905
$k_{OA,Moravany}$	0,516	0,543	0,452
Počet OA	1709	2387	2534

Na základě vyhodnocení dostupnosti hromadné dopravy v obci Moravany a relativní blízkosti k městu Brnu, bylo přistoupeno ke stanovení koeficientu polohy tak, že $k_{P,OA}$ počítá s konstantním rozdílem koeficientů k_{OA} celorepublikovým a pro Moravany i v následujících letech.

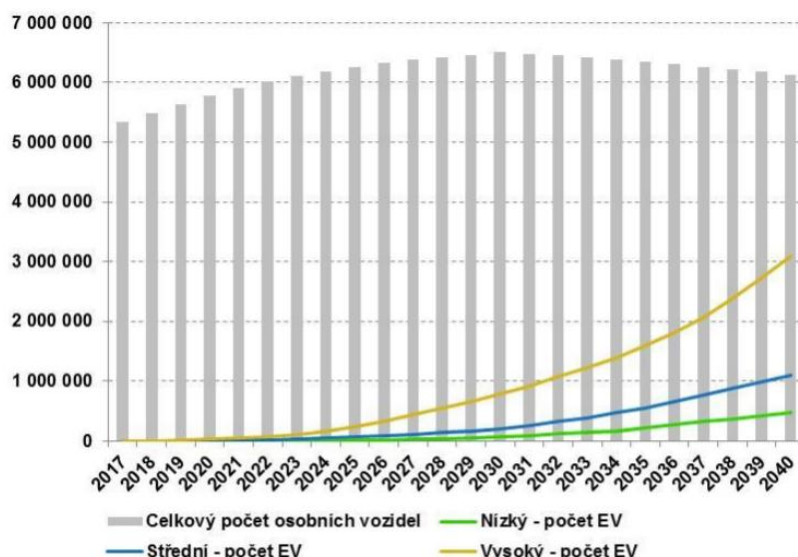
6.3.3 Predikce počtu EV

Metodikou predikce vývoje počtu EV se zabývá celá řada článků a studií, například Národní akční plán čisté mobility (NAP CM) [2], Predikce Euro Energy [11], článek od společnosti Deloitte [4] nebo analýza České spořitelny [16]. V následující kapitole je provedena rešerše zmíněných článků a výběr vhodných dat pro stanovení scénářů, které budou v následné modelaci uplatněny.

Národní akční plán čisté mobility a studie od společnosti Euro Energy uvažuje vývoj EV ve třech scénářích, nízkým, středním a vysokým s ohledem na velikosti tržního podílu EV na všech prodaných osobních vozidlech v ČR. Výsledná predikce počtu EV pro daný rok je tak složena z celkového počtu EV v ČR, tržního podílu EV v ČR pro určitý scénář v daném roce a dalších parametrů. Střední scénář uvažuje nasycení trhu a výrazné zpomalení růstu nových EV po roce 2030. Vývoj poměru mezi BEV a PHEV po roce 2030 se očekává ve prospěch BEV s ohledem na plnění požadavků emisních limitů, klesající cenou baterií atd. Vysoký scénář počítá se splněním cílů kampaně EV30@30, která má za svůj cíl dosáhnout 30 % tržního podílu EV na prodeji v roce 2030.

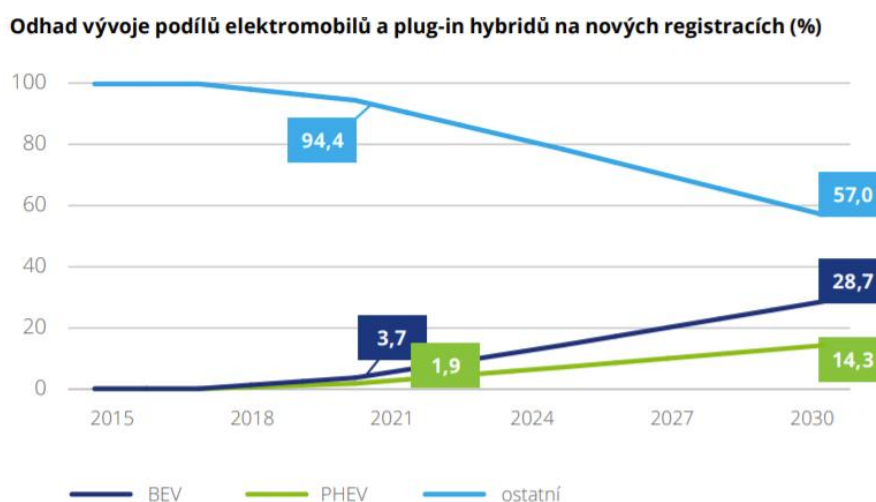
Tabulka 6.4 procentuální zastoupení EV ve vozovém parku ČR dle scénářů, zdroj: NAP CM, EE [2][11]

	SCÉNÁŘ	2030	2040
		(%)	(%)
NAP CM, EURO ENERGY	nízký	1	8,3
	střední	3	17,2
	vysoký	7	50,1



Obrázek 6.8 projekce počtu vozidel v jednotlivých scénářích, zdroj: EE [11]

Článek od společnost Deloitte [4] vytvořil model predikce vývoje EV v návaznosti na požadované snížení emisí CO₂. Vychází z předpokladu snížení emisí CO₂ flotily automobilek do roku 2030 o 35 %. V takovém případě bez masivního nasazení elektrických vozidel nebudou automobilky schopny tento závazek splnit. Pro splnění závazku snížení emisí CO₂ by podíl EV na nových registracích musel v roce 2030 činit 38 %. Scénář předpokládá nasazení plug-in hybridů (PHEV) v poměru 1:2 ve prospěch BEV, v takovémto scénáři by podíl BEV na nových registracích v roce 2030 činil 28,7 % a podíl PHEV 14,3 % (opět při redukci flotilových emisí CO₂ o 35 %). V tomto scénáři by se podíl EV na českém vozovém parku měl podle odhadů společnosti Deloitte do roku 2030 přiblížit k 8 %. [4]



Obrázek 6.9 odhad vývoje nových registrací vozového parku ČR, zdroj: Deloitte [4]

Dále se článek zabývá predikcí spotřeby EV v návaznosti na předpokládaný stoupající trend střešních FV instalací pro rodinné domy a zapojení autonomního řízení.

Analýza provedená Českou spořitelnou vychází opět z plnění přísných emisních standardů EU do roku 2030 a oznámených mnohamiliardovým investicím automobilek do vývoje a výroby EV. V článku je zmíněná analýza společnosti Bloomberg New Energy Finance, která odhaduje, že v roce 2025 bude podíl EV na celkových nových prodejkách aut na světě činit 11 %. V roce 2030 by to mělo být již 28 % a v roce 2040 celkem 55 % [16]. Článek dále vychází z předpokladů pro rozvoj elektromobility v ČR. Je pak zásadní otázkou, jaký podíl na nových registracích a jaký podíl na celkovém vozovém parku v ČR budou mít vozy na elektrický pohon:

- EV si zákazníci budou kupovat pouze nové
- Podíl EV v ČR na celkových prodejkách osobních aut se bude vyvíjet podle odhadu Bloomberg New Energy Finance
- Roční prodeje nových aut v ČR porostou do roku 2040 v průměru o 2 % ročně

Tabulka 6.5 predikce vývoje EV v ČR podle České spořitelny [16]

	PODÍL NOVÉ REGISTRACE EV	PODÍL EV VE VOZOVÉM PARKU	POČET EV CELKEM V ČR
ROK	(%)	(%)	(ks)
2020	3	0,3	19 899
2030	28	2,1	496 013
2040	55	25,2	2 223 853

6.4 Definování vstupních parametrů EV do simulace.

V předchozí kapitole 6.3.3 bylo provedena rešerše vybraných článků zabývajících se predikcí rozvoje elektromobility v ČR. Závěry jednotlivých studií jsou pro přehlednost zobrazeny v tabulce níže.

Tabulka 6.6 Srovnání jednotlivých článků rozvoje EV. Zdroj: [11], [4], [16]

ČLÁNEK	SCÉNÁŘ	2030	2040
		(%)	(%)
NAP CM, EURO ENERGY	Nízký	1	8,3
	Střední	3	17,2
	Vysoký	7	50,1
DELOITTE	-	8	-
ČESKÁ SPOŘITELNA	-	2,1	25,2

Jak lze vyčíst z tabulky výše (Tabulka 6.6), jednotlivé články došly k rozdílným závěrům. Na jejich základě a osobního zhodnocení byly stanoveny následující výchozí scénáře rozvoje elektromobility v modelované oblasti. Tyto scénáře jsou uvedeny v tabulce níže (Tabulka 6.7). Procentuální hodnoty udávají celkové procentuální zastoupení BEV vozového parku, absolutní hodnoty pak počty BEV v modelované oblasti.

Tabulka 6.7 Zvolené scénáře počtu EV.

BEV			
SCÉNÁŘ	rok	(%)	(ks)
N1	2020	0	0
V1	2020	100	1709
N2	2030	7	167
S2	2040	20	477
S3	2040	50	1194
V2	2040	100	2387

Scénář V2 je uvažován pro případ masivního rozvoje elektromobility a byl zvolen pro vyhodnocení stavu sítě při extrémním zatížení. Představuje tak nejnepríznivější variantu pro vytížení sítě. Scénář VI charakterizuje situaci, kdy by veškerá registrovaná auta v obci byla bateriová vozidla. Tato varianta je uvažována pro případ stoprocentní penetrace BEV.

6.4.1 Definování typů BEV

Tak jako auta s konvenčním pohonem (benzín, nafta) mají různou spotřebu pohonných hmot, tak i elektrická vozidla mají odlišnou spotřebu elektrické energie. Tato spotřeba je udávána v kWh/km a udává ji výrobce EV.

Průměrná spotřeba jednotlivých typů EV byla zvolena autorem práce na základě údajů od výrobce a výsledků měření z reálného provozu. Právě reálnou spotřebou se zabývala společnost ADAC, která provedla vlastní měření spotřeby. Naměřená spotřeba dle ADAC [56] a udávaná spotřeba výrobcem pro vybraná BEV jsou zobrazena v tabulce níže.

Tabulka 6.8 Vybrané příklady EV a jejich spotřeba, zdroj: ADAC [56]

ZNAČKA	TYP	SPOTŘEBA		
		ADAC (kWh/100 km)	Výrobce (kWh/100 km)	Kat. EV (-)
VW	e-up! Style	16,7	14,5	A
BMW	i3 (120 Ah)	17,9	15,3	A
RENAULT	Zoe R135 Z.E. 50 Intens, 52 kWh	19,0	17,7	A
HYUNDAI	Ioniq Elektro Style	16,3	13,8	B
TESLA	Tesla Model 3 St. Range Plus	19,5	14,3	B
TESLA	Model X 100D	24,0	20,8	B
PEUGEOT	e-2008 GT	20,2	17,8	B
AUDI	e-tron 55 quattro	25,8	23,0	C
MERCENES	EQC 400 AMG Line	27,6	22,6	C

Ve všech scénářích simulace bude uvažováno s využitím tří typů BEV s určitým procentním zastoupením a spotřebou. Kategorie A počítá s malým EV s průměrnou spotřebou 180 Wh/km a zastoupením 20 %. Kategorie B odpovídá rodinnému EV se spotřebou 201 Wh/km a zastoupením 65 %. Poslední kategorie C odpovídá firemnímu použití EV se spotřebou 263 Wh/km a zastoupením 15 %. Dobíjení BEV je uvažováno tak, aby vykompenzovalo denní nájezd ujetých kilometrů.

Tabulka 6.9 Vybrané kategorie BEV, spotřeba pro měsíc červenec a zastoupení.

KATEGORIE EV	SPOTŘEBA	ZASTOUPENÍ
	(Wh/km)	(%)
A	180	20
B	201	65
C	263	15

6.4.2 Nabíjení BEV

Dobíjení BEV je řešeno pomocí domácích dobíjecích stanic s různým zastoupením výkonů. Výkonové rozložení domácích dobíjecích stanic vychází z analýzy společnosti Euro Energy, která tuto analýzu zpracovávala pro národní akční plán čisté mobility. Uvažované výkony dobíjecích stanic a jejich procentuální zastoupení je zaznamenáno v tabulce níže.

Tabulka 6.10 Kategorie, výkony a zastoupení dobíjecích stanic EV, zdroj: EE [11]

KATEGORIE	PŘÍKON	ZASTOUPENÍ	ÚČINNOST
	(kW)	(%)	(%)
A	3,6	40	95
B	6,9	30	95
C	11	30	95

Pro stanovení denního nájezdu ujetých kilometrů bude využito funkce hustoty pravděpodobnosti (PDF) s logaritmicko-normálním rozložením. Střední hodnota rozdělení je rovna 32 km a tato hodnota odpovídá průměrnému dennímu nájezdu osobního automobilu v ČR [2]. Rozptyl rozdělení je roven 20 km [37].

Průměrná hodnota denního nájezdu kilometrů byla následně porovnána s vlastní metodikou určení průměrného denního nájezdu. Tato metodika vychází z údajů výroční zprávy ERU [50]. V této zprávě je uvedeno celkové množství odběrných míst se sazbou D27d a jejich celková spotřeba. Daná sazba D27d je určena pro domácnosti, které vlastní nebo užívají elektromobil a poskytuje čas nízkého tarifu 8 hodin v rozmezí mezi 18:00 a 8:00 [45]. Na rozdíl od obdobné sazby pro podnikatele (C27d) není pro domácnosti podmínka samostatného měření a odběrné místo tak může využívat sazbu D27d i pro vlastní spotřebu.

Tato skutečnost vedla autora této práce ke stanovení určitých předpokladů a následný výpočet nájezdu kilometrů. První předpoklad se zabývá otázkou, za jakých okolností se vyplatí sazbu D27d pořídit. Pokud v OM využívají elektrickou energii i k vytápění, například přímotopy nebo tepelné čerpadlo, kde je doba nízkého tarifu (NT) 20 hodin během dne, je pořízení sazby D27d neekonomické. Závěr této domněnky je takový, že OM, které disponuje sazbou D27d nebude s největší pravděpodobností využívat elektrickou energii k přímotopnému vytápění nebo disponovat tepelným čerpadlem.

U sazby pro akumulární spotřebiče (D25d), jako je například ohřev teplé vody pomocí bojleru, je situace mírně složitější. Čas sepnutí NT je u této sazby opět 8 hodin, ovšem v Jihomoravském kraji bývá rozdělen na 2 úseky po 4 hodinách. Z vlastního zjištění je doba sepnutí NT v okrese Brno – venkov se sazbou D25d v časech 00:30 - 05:30 a 15:45 - 18:45.

Právě v době trvání NT v odpoledním pásmu je předpokládána největší pravděpodobnost připojení EV do sítě. Závěr této druhé domněnky je shodný se závěrem

předchozí úvahy, že ani uživatel disponující sazbou D25d s největší pravděpodobností nezmění sazbu na D27d.

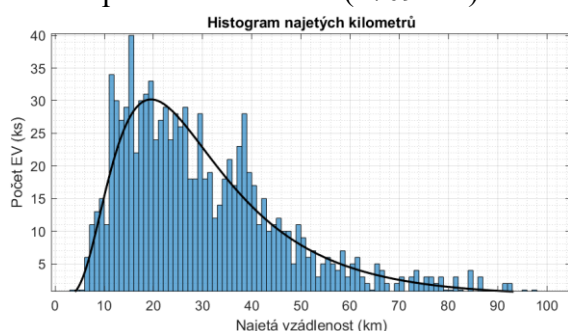
S přihlédnutím k výše uvedeným závěrům, lze usuzovat, že při užívání EV se vyplatí sazbu D27d využít pouze tehdy, pokud OM disponuje sazbou bez využití elektrické energie k vytápění nebo ohřevu teplé vody nebo jí obdobnou. Vyjde se tudíž z předpokladu, že OM před přechodem na sazbu D27d disponovalo právě sazbou D02d. V této úvaze je zanedbáno například samostatné měření pronajaté garáže, zřízení nového měření přímo pro EV nebo dobíjení EV mimo OM.

Roční spotřebovaná energie OM pro nabíjení EV bude určena z rozdílu průměrné roční spotřeby (E) jednoho OM se sazbou D27d, $E_{D27d} = 4\,124\text{ kWh}$ a OM se sazbou D02d $E_{D02d} = 1\,746\text{ kWh}$. Rozdíl roční spotřebované elektrické energie je roven $E_{\Delta} = 2\,378\text{ kWh}$. Při uvažování spotřeby EV $E_{EV} = 201\text{ Wh/km}$ je průměrný denní nájezd rovem 32,41 km.

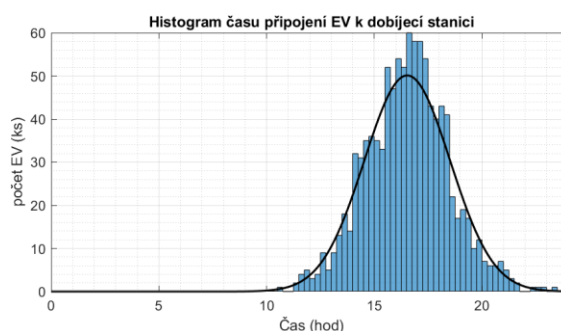
Kde E je průměrná roční spotřebovaná energie 1 OM (kWh)
 E_{EV} je průměrná spotřeba jednoho EV (Wh/km)

Čas připojení EV k dobíjecí stanici je stanoven na základě Gaussova rozdělení pravděpodobnosti. Toto rozdělení je charakterizováno střední hodnotou, která je rovna 16,53 h a rozptylem 1,99 hodin. Tyto hodnoty byly stanoveny především na základě studie z Finska, konkrétně z práce O. Lehtinen [37]. Následně byly upraveny pro oblast České republiky podle NAP CM [2] a vlastního pozorování.

Pravděpodobnostní funkce byly modelovány v programu MATLAB. V první fázi výpočtu bylo vygenerováno deset rozdílných hodnot rozložení pro najeté kilometry. Z těchto deseti vygenerovaných rozložení najetých kilometrů bylo náhodně vybráno jedno rozložení. Obdobně bylo postupováno při výběru rozložení času příjezdu. Tento mezikrok by zaveden z důvodu zachování nahodilého přiřazení najetých kilometrů a času příjezdu k jednotlivým odběrným místům. Příklad výsledného histogramu počtu najetých kilometrů a času připojení EV k dobíjecí stanici jsou zobrazeny na obrázcích níže. Počet EV odpovídá scénáři V1 (1709 EV).



Obrázek 6.10 Histogram najetých kilometrů



Obrázek 6.11 Histogram času připojení EV pro MOO

Jednotlivým odběrným místům je nahodile přiřazena kategorie dobíjecí stanice a kategorie BEV. Nabíjecí křivka elektromobilu je pak stanovena na základě ujeté vzdálenosti, typem BEV, příkonem nabíjecí stanice a časem připojení. Pro přehlednost je níže uveden příklad přiřazení BEV k odběrnému místu. (Tabulka 6.11)

Tabulka 6.11 Příklad přiřazení kategorie BEV k odběrnému místu, neřízené nabíjení

ODBĚRNÉ MÍSTO	Č. 2021	
Spotřeba BEV	(kW/km)	201
Příkon dobíjecí stanice	(kW)	11
Ujetá vzdálenost	(km)	14,96
Čas připojení	(hh:mm)	17:25

Z výše uvedených přiřazených hodnot je dopočítána celková spotřebovaná energie BEV, doba nabíjení a čas ukončení nabíjení BEV. Výsledné spočtené hodnoty jsou uvedeny v tabulce níže.

Tabulka 6.12 Vypočtené hodnoty odběrného místa podle EV, neřízené nabíjení

ODBĚRNÉ MÍSTO	Č. 2021	
Spotřebovaná energie	(kWh)	3,007
Doba nabíjení	(hh:mm)	00:18
Ukončení nabíjení	(hh:mm)	17:43

6.4.3 Podnikatelské subjekty ve vybrané lokalitě

Dle dostupných dat se na zvoleném území v obci Moravany nachází přes 50 odběrných míst využívající sazbu pro maloodběratel podnikatel (MOP). U těchto odběrných míst bylo nutné stanovit předpokládané chování z uživatelů BEV. Zejména stanovit předpoklad, zda bude BEV využito pro dojíždění do zaměstnání. V takovém případě by došlo k připojení BEV v ranních hodinách odpovídající přibližně času příjezdu do práce.

Z těchto odběrných míst bylo autorem práce vybráno 11 OM, u kterých je umístěno parkoviště a je zde předpoklad dojíždění zaměstnanců z okolí. Mezi tyto vybraná OM patří například autoservis nebo základní škola.

Z dat Českého statistického úřadu (ČSÚ) [49] byl stanoven předpokládaný počet zaměstnanců a dle specifikace povolání také odhadnut počet dojíždějících zaměstnanců na 35. U těchto zaměstnanců je předpoklad využití BEV pro cestu do zaměstnání. Pro každý scénář bude stanoven počet dobíjených vozidel v dopoledních hodinách na základě předpokládaného zastoupení všech BEV ve vozovém parku v daném scénáři.

Ke stanovení času příjezdu je využita stejná metodika jako stanovení příjezdu v odpoledních hodinách pro MOO. Střední hodnota příjezdu byla změněna a stanovena na 7:00 s rozptylem 1 hodina.

6.4.4 Vliv teploty na BEV

Pro potřeby modelace byl vyhodnocen vliv okolní teploty na spotřebu BEV. Touto tematikou se zabývá článek [1], který analyzoval vliv okolní teploty a styl jízdy na výslednou spotřebu BEV. Data vychází z reálného měření provozu vozidla ve 3 různých městech. (Obrázek 6.12, Obrázek 6.13, Obrázek 6.14)

Pro stanovení odhadovaných teplot pro modelované dny, bude využita metoda vyhlazení teploty, která se uplatňuje při tvorbě normalizovaných TDD (6.5). Pro praktické použití (pro dostatečnou přesnost) stačí zahrnout do uvedeného vzorce prvních deset členů exponenciálního vyhlazení. [12]

$$T_{vyh_i} = \frac{1}{2} \cdot T_i + \frac{1}{4} \cdot T_{i-1} + \frac{1}{8} \cdot T_{i-2} + \frac{1}{16} \cdot T_{i-3} + \frac{1}{32} \cdot T_{i-4} + \frac{1}{64} \cdot T_{i-5} + \frac{1}{128} \cdot T_{i-6} + \frac{1}{256} \cdot T_{i-7} + \frac{1}{512} \cdot T_{i-8} + \frac{1}{1024} \cdot T_{i-9} \quad (6.5)$$

Dle dat Českého hydrometeorologického ústavu byla průměrná teplota v daných měsících za posledních 10 let rovna hodnotám uvedeným v tabulce níže.

Tabulka 6.13 Průměrná měsíční teplota na území Jihomoravského kraje [61]

MĚSÍC	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)
Únor	4,6	2,4	-2,6	1,4	4,3	1	-0,6	-0,1	-4,3	-1,3
Červenec	19	20,1	18,1	20,4	20,2	21,9	20,7	20,8	20	18,1

Z rovnice 6.1 a z tabulky výše byla vypočtena vyhlazená teplota pro dané měsíce pro rok 2021.

Tabulka 6.14 Vypočtené teploty pro vybrané měsíce

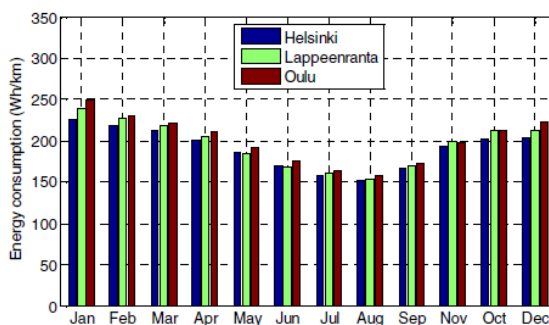
MĚSÍC	2021
	(°C)
Únor	2,80
Červenec	19,34

Pro určení vlivu teploty na průměrnou spotřebu bude vycházeno z [1] (Obrázek 6.14). Rychlost vozidel bude uvažována průměrná při vypočtené teplotě pro měsíc únor 2,8 °C. Této teplotě odpovídá průměrná spotřeba cca 180 Wh/km. Stejným způsobem byla zjištěna průměrná spotřeba při teplotě 19,34 °C, a to cca 140 Wh/km. (Obrázek 6.14)

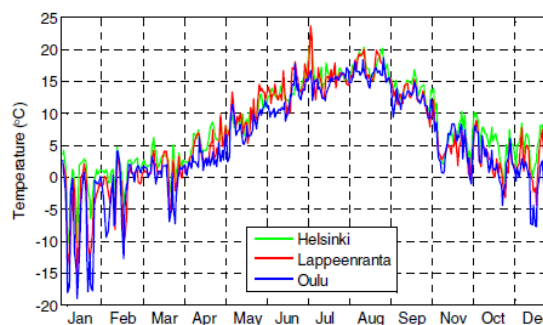
Z daných dat vyplývá, že spotřeba v měsíci únor bude přibližně 1,29krát vyšší než spotřeba v měsíci červenci. Tento faktor teploty bude následně zahrnut do výpočtů vlivu BEV na energetickou bilanci sítě v zimních a letních měsících. Tabulka spotřeby BEV pro vybrané měsíce:

Tabulka 6.15 Porovnání spotřeby BEV v letním a zimním měsíci

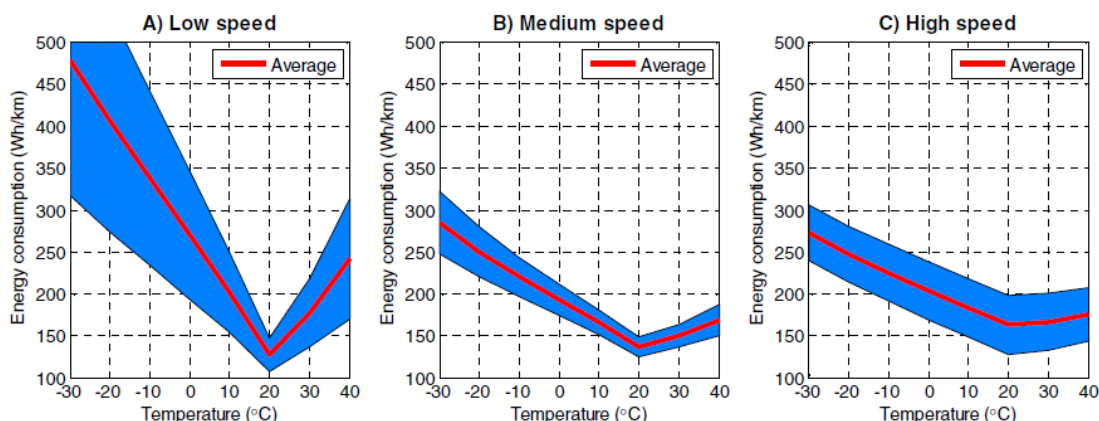
KATEGORIE BEV	SPOTŘEBA		ZASTOUPENÍ
	červenec (Wh/km)	únor (Wh/km)	
A	180	232	20
B	201	260	65
C	263	340	15



Obrázek 6.12 porovnání průměrné spotřeby BEV v daných měsících [1]



Obrázek 6.13 Průběh teploty ve vybraných městech [1]



Obrázek 6.14 Závislost spotřeby BEV na stylu jízdy a okolní teplotě [1]

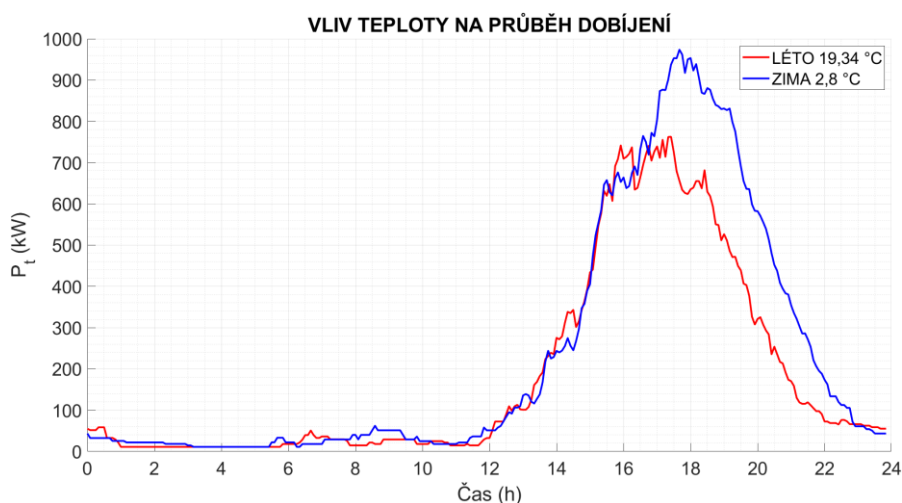
Na obrázcích výše jsou znázorněny závěry studie od A. Lajunena z univerzity Aalto ve Finsku [1], Modré pole představuje celkový rozptyl průměrné spotřeby a červená křivka znázorňuje průměrnou spotřebu pro daný styl jízdy. Průměrná spotřeba byla vypočtena na základě denního nájezdu 55 kilometrů, což odpovídá ročnímu nájezdu cca

20 000 kilometrů. Každodenní styl jízdy byl rozdělen mezi nízkou, střední a vysokou rychlost jízdy. [1]

K podobným závěrům došla studie zabývající se měřením spotřeby u konkrétního vozu BEV Nissan Leaf, kde výsledný poměr mezi spotřebou pro měsíc únor byl roven 1,28násobku spotřeby v měsíci červenec.[66]

Vliv teploty na průběh dobíjení BEV je znázorněn na obrázku níže (Obrázek 6.15). Nižší teplota při provozu BEV má za následek zvýšení spotřeby a následné prodloužení doby nabíjení. V konečném důsledku způsobuje značnou výkonovou špičku, která je způsobena právě delší dobou nabíjení, kdy v letním období se BEV připojené v dřívějších hodinách stihnou dostatečně nabít a odpojit od sítě dříve, než se připojí další vozidla. Je tak zachována určitá plynulost a výsledná výkonová bilance dobíjení je plynulejší.

V zimním období se doba nabíjení prodlužuje a tím se plynulost přechodu začátek/ konec dobíjení vozidel snižuje. Nově přijíždějící vozidla se tak připojují do sítě v okamžiku, kdy se stále nabíjí vozidla, která by v letním období již byla nabita a odpojena od sítě. Nově připojující se vozidla tak ještě více zvyšují odběr elektrické energie ze sítě a způsobují výkonové špičky, jak lze vidět na obrázku níže.



Obrázek 6.15 vliv teploty na průběh dobíjení BEV, scénář S2

Obrázek 6.15 uvažuje scénář S2, kde je dobíjeno 477 BEV v zimním a letním období. Znázorňuje nejnepríznivější situaci, kdy není implementován žádný prvek řízeného nabíjení a vozidla by se nabíjela do plné kapacity ihned po připojení do sítě. Zároveň lze také rozeznat znatelně delší čas nutný pro dobití vozidel.

7 POPIS ZVOLENÉHO ÚZEMÍ

Jako předloha sítě pro simulaci byla zvolena obec Moravany u Brna. Jedním z faktorů zvolení dané obce jako předlohy sítě je dopravní dostupnost z Brna a v případě nutnosti tak provést analýzu přímo na místě. Druhým výběrovým kritériem byla skutečnost, že pro danou obec byla provedena analýza stávající sítě a byla vypracována práce M. Štefka zabývající se potenciální využitelnou plochou střech pro instalaci fotovoltaických zdrojů. [57]

Napájení objektů ve vybrané části obce na hladině NN zajišťuje jedenáct dvouvinutových distribučních transformátorů. Za normálního stavu, je síť NN v obci Moravany provozována jako síť paprsková, přičemž každý jednotlivý paprsek je napájen ze samostatného napájecího místa (transformátoru nebo spínací stanice). V případě poruchy lze přepnout postižený vývod na vývod sousední. [51]

Nadmořská výška obce se pohybuje od 230 do 338 metrů nad mořem [65] a aktuálně zde žije 3313 obyvatel. [39] a zástavba je tvořena převážně rodinnými domky se sedlovou střechou. Vymezení modelované části obce je zobrazen na obrázku níže. (Obrázek 7.1)



Obrázek 7.1 Vymezení simulované oblasti [27]

Barevné rozlišení jednotlivých paprsků sítě a umístění transformačních stanic je zobrazeno na obrázku níže (Obrázek 7.2). Jednotlivě podbarvené části sítě vyznačují úseky napájené jednotlivými transformátory. Pro účely této diplomové práce bude analyzováno deset částí sítě, kde každá paprsková část sítě je napájena ze samostatného transformátoru. [51]



Obrázek 7.2 Vyznačení jednotlivých paprsků v distribuční síti [51]

7.1 Zpracování dat

Informace a model stávající sítě byl poskytnut společností EG.D. a.s. ve formátu *xml* a program DAISY Bizon projektant od společnosti DAISY s.r.o. Aby bylo možné danou síť modelovat v programu Open DSS, bylo nutné data převést z formátu *xml* do formátu *dss*. Tato konverze dat byla realizována pomocí programu MATLAB, kde byl vytvořen kód pro načtení sítě ve formátu *xml* a export do patřičného formátu *dss*.

V programu MATLAB bylo s daty pracováno primárně ve formátu struktury. Celkový rozsah modelované soustavy je popsán v tabulce níže.

Tabulka 7.1 Rozsah modelované soustavy

ROZSAH UZLOVÉ SOUSTAVY	
	Počet jednotek
Uzly	1763
Vedení	1834
Typy vedení	35
Transformátory	11
Odběrné místa	1023
Existující FVE instalace	16

Po úspěšném načtení souboru je provedeno roztrídění podle typu objektu v síti na transformátory, vedení a uzly. Pro každý jednotlivý uzel bylo nutné zpracovat jeho charakter, zda je odběrový, rodinný dům nebo bytová jednotka, dále odhadnout velikost roční spotřeby, příslušnou distribuční sazbu a jméno připojovacího bodu do DS.

V dalším kroku byl realizován výpočet předpokládané roční spotřeby na následující kalendářní rok a přiřazení příslušného normalizovaného TDD podle distribuční sazby k odběrným místům. Jednotlivé třídy TDD jsou načteny z excelovské tabulky dostupné z webových stránek OTE [36]. Pro příslušný zvolený den simulace jsou TDD následně interpolovány a exportovány do formátu *dss* pro další zpracování programem Open DSS. Požadovaný den v roce lze v programu libovolně zvolit. Obdobně probíhá i zpracování dat průběhu výroby FVE.

Informace o technickém potenciálu střech byl dostupný z práce M. Štefka [57]. Tato data musela být ručně doplněna o identifikační číslo přípojného uzlu. Tato operace vyžadovala koordinaci vykreslení topologie dané sítě s katastrální mapou. Postupně tak bylo ručně jednotlivým objektům v obci přiřazeno identifikační číslo přípojného uzlu.

U vedení je zjišťován typ vedení, délka vedení, přípojné body vedení a stav vedení. V síti se nachází 35 různých typů vedení a pro každý tento typ bylo nezbytné definovat jeho parametry rezistence, reaktance a parazitní kapacity na jednotku vzdálenosti. Tyto hodnoty byly zjištěny z databáze programu DAISY Bizon projektant a byla vytvořena vlastní databáze ve vhodném formátu. Pro přípojné body vedení byly následně zjištěny

jejich souřadnice pro vykreslení sítě programem Open DSS a MATLAB. Stavem vedení se rozumí jeho aktuální nastavení v síti, buď je vedení zapnuto, odpojeno nebo uzemněno.

Parametry distribučních transformátorů byly zjištěny v databázi programu DAISY Bizon Projektant. Následně byly přiřazeny každému transformátoru příslušné parametry v programu MATLAB podle zapojení v síti, typu a výkonu transformátoru.

Parametry transformátoru se rozumí jeho napětí nakrátko, ztráty nakrátko, ztráty naprázdno, proud naprázdno, jmenovité napětí a jeho výkon.

7.2 Ukázkový objekt

Následující kapitola popisuje metodiku výpočtu bilance odběrových míst. Jako vzorový objekt byl zvolen typ rodinného domu, který je hojně zastoupen v simulované oblasti.

Jako ukázka byla zvolena velikost roční spotřeby elektrické energie objektu 6410 kWh se sazbou D25d (TDD5). Pro stanovení předpokládané roční spotřeby na následující kalendářní rok, bude vycházeno z (4.1) uvedené v kapitole 4.4.1.

$$E_{plán,2021} = \frac{K_{r,2021}}{K_{f,2020}} \cdot E_{f,sk,2020} \quad (7.1)$$

$$E_{plán,2021} = \frac{3\,557}{3\,519} \cdot 6\,410 = 6\,479 \text{ kWh}$$

Kde:	$E_{plán,2021}$	plánovaná roční spotřeba OM pro následující kalendářní rok (2021)
	$K_{r,2021}$	suma relativních koeficientů normalizovaného TDD pro následující kalendářní rok (2021)
	$E_{f,sk}$	Skutečná nebo odhadnutá spotřeba OM za fakturační období (2020)
	K_f	Suma relativních koeficientů příslušného přepočteného TDD za fakturační období (2020)

Stanovení průběhu spotřeby OM v hodinových intervalech v roce 2021 je vypočtená podle rovnice (7.2)

$$E_{plán,2021} = \frac{K_{r,2021}}{K_{f,2020}} \cdot E_{f,sk,2020} \quad (7.2)$$

Kde	$P_{(t)obj}$	spotřeba OM v daný okamžik t (kWh)
	$P_{(t)TDD5}$	spotřeba OM v daný okamžik t podle TDD5, přepočtený na roční spotřebu OM 1 MWh (kWh)
	$E_{plán,2021}$	plánovaná roční spotřeba OM pro následující kalendářní rok (2021)

Relativní koeficienty TDD jsou dostupné na webových stránkách společnosti OTE [36] v hodinových intervalech. Časové okno simulace bylo zvoleno 24 hodin, které je rozděleno na 5minutové intervaly. Vzhledem k hodinovému časovému kroku dostupných dat, byla provedena interpolace průběhů v programu MATLAB metodou „pchip“, která zachovává původní hodnoty průběhu a dopočítává zbylé hodnoty pomocí kubické interpolace.

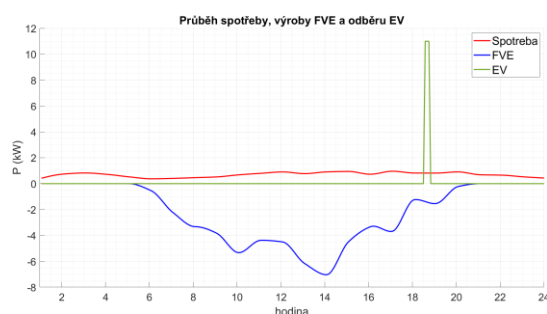
Průběh spotřeby zvoleného objektu je zobrazen na obrázku níže červenou křivkou. (Obrázek 7.3). Kladná část osy y představuje charakter odběrový a záporná část osy y charakter dodávky.

V modelovaném objektu není uvažována jakákoli forma akumulace elektrické energie či ohřev teplé vody z vyrobené elektrické energie. Tento stav již není žádoucí, ovšem z časových důvodů není akumulace v dané práci řešena.

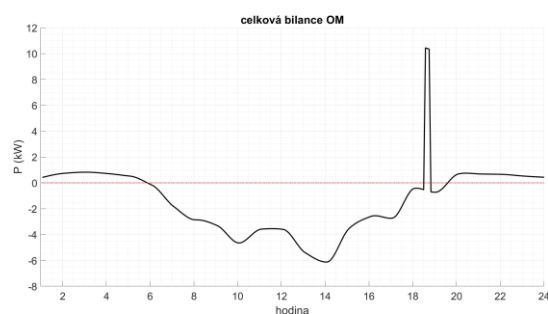
Objekt má sedlovou střechu orientovanou na východ – západ a celková plocha střechy je rovna 100 m². Průběh dodávaného výkonu z FVE umístěné na objektu je rozdělen na dva průběhy, jeden průběh zahrnuje dodávku z východní strany instalace a druhý průběh ze západní strany instalace. Předpokládáme symetrickou sedlovou střechu, stejný podíl střechy je orientován na východ i západ, dále je zahrnut koeficient využití střechy $K_v = 0,5$. [57] [25].

Je uvažován FV panel o výkonu 300 Wp a plochou 1,8 m². Instalační plocha FV panelu je vypočtena z rozměrů panelu uvedené výrobcem a zahrnutí nutné instalační mezery mezi panely. Na jednu stranu střechy je instalován výkon $P_{0,5\ inst} = 3,9\ kWp$ a celkový instalovaný výkon FVE na objektu je $P_{inst} = 7,8\ kWp$. Průběh výroby ze střešní FVE je zobrazen na obrázku níže modrou křivkou. (Obrázek 7.3)

Průběh nabíjení je vynesena zelenou křivkou (Obrázek 7.3) a jedná se o BEV popisované v přechozí kapitole 6.4.2. Třífázová nabíječka 11 kW, doba nabíjení 18 minut a celková spotřebovaná elektrická energie pro dobití EV je rovna 3,007 kWh.



Obrázek 7.3 průběh výroby FVE a spotřeby objektu, průběh nabíjení EV



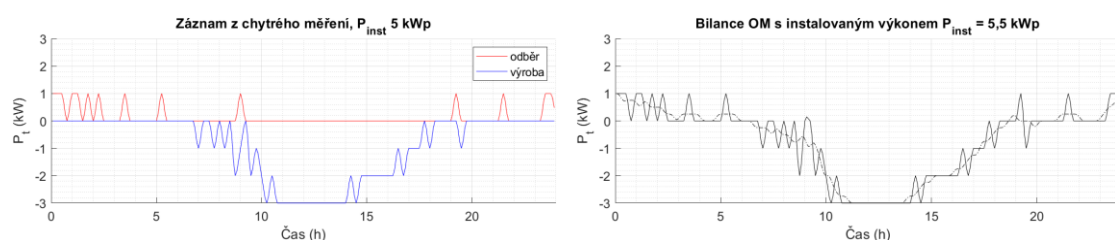
Obrázek 7.4 celková výkonová bilance objektu ($P < 0$ dodávka, $P > 0$ odběr)

Na obrázku napravo (Obrázek 7.4) je zobrazena celková energetická bilance modelovaného odběrného místa. V ranních hodinách je charakter odběrový, poté převládá charakter dodávky z FVE s výraznou špičkou kolem 10 a 14 hodin, která je

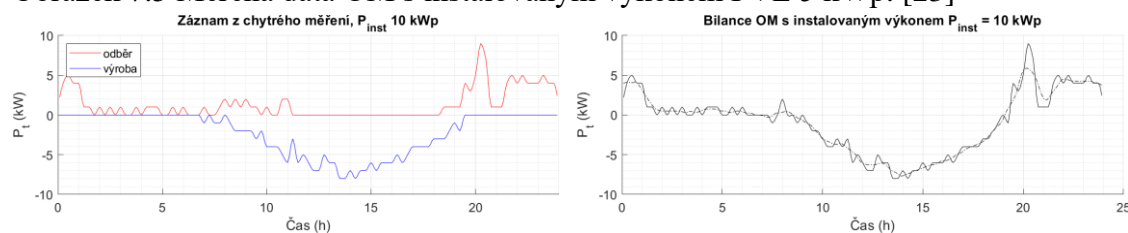
způsobena západní a východní orientací FV panelů. V 17:25 je vidět velmi výrazný nárůst odběru způsobený připojením BEV k nabíjecí stanici o výkonu 11 kW.

7.2.1 Měřená data

Pro dvě odběrná místa byla poskytnuta data o denním průběhu zatížení. V OM je zároveň instalována FVE s instalovaným výkonem o přibližné velikosti 5 kWp a 10 kWp. Na obrázcích níže je zobrazen průběh hodnot z elektroměru, celková výkonová bilance a čerchovanou černou křivkou je bilance vyhlazena pomocí plovoucího průměru. Plovoucí průměr je sestaven z dat ± 30 minut od vypočteného bodu. Tato metodika byla zvolena na základě nejvěrnějšího zobrazení průběhu výkonové bilance OM při porovnání vícero nastavení plovoucího průměru.



Obrázek 7.5 Měřená data OM s instalovaným výkonem FVE 5 kWp. [23]



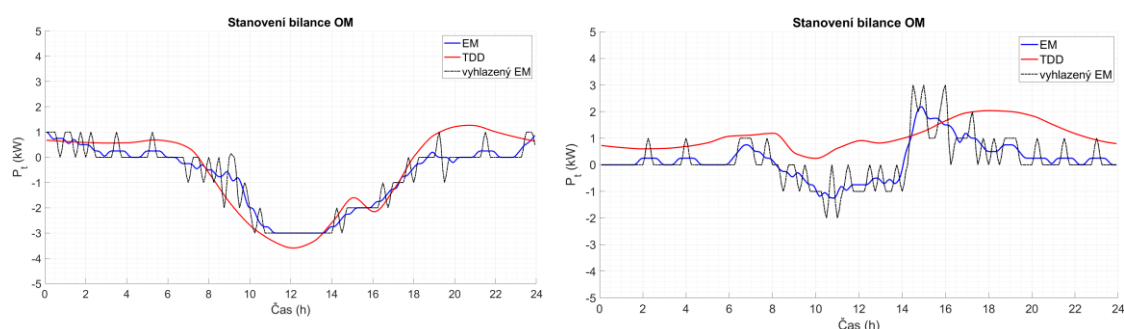
Obrázek 7.6 Měřená data OM s instalovaným výkonem FVE 10 kWp. [23]

V určitých časových okamžicích elektroměr zaznamenal odběr i dodávku elektrické energie. Tato anomálie má původ nejspíše v nesymetrické zátěži. V jedné fázi tak může docházet k velkému odběru, který nezvládne pokrýt výroba či střídač FVE a je nezbytné zbylou energii odebrat ze sítě.

Na základě poskytnutých dat byl vytvořen algoritmus v programu MATLAB pro načítání dat z chytrých elektroměrů jako příprava pro plánované budoucí rozšíření chytrých sítí.

Na obrázcích níže je zobrazeno porovnání měřených dat přímo z elektroměru a průběhem modelovaným pomocí TDD. Červená křivka odpovídá průběhu modelovanému pomocí TDD a PVGIS. Modrá křivka znázorňuje vyhlazená a interpolovaná data z elektroměru a černá křivka zobrazuje přímo naměřená data.

Obrázek vlevo a) odpovídá průběhu v letním měsíci červenci a obrázek napravo b) v měsíci prosinci. Zatímco v letním měsíci je průběh modelovaný velmi podobný měřeným datům, v zimním období je u daného OM modelace pomocí TDD nadsazená. Výsledná modelovaná křivka je dána rozdílem spotřeby odběrného místa podle TDD a výrobou z FVE podle dat z PVGIS [38]. Modelované a měřené průběhy jsou vyneseny pro tentýž den v roce.



a) Červenec

b) Prosinec

Obrázek 7.7 Porovnání měřených a modelovaných průběhů výkonu

Jako další možné rozšíření této práce je možnost implementace měřených průběhů a nahrazení tak modelování spotřeby OM pomocí TDD. K tomuto kroku nebylo přistoupeno z důvodu minimálního počtu měřených vzorků.

7.3 Validace dat

Vzhledem ke konverzi dat, bylo nutné ověřit správné načtení a následné zpracování. Validace dat vyžaduje shodnou metodiku výpočtu určení spotřeby a výroby v jednotlivých odběrných místech. Tato práce se zakládá na metodice určení spotřeby podle tříd TDD, kdežto program DAISY Bizon projektant využívá metodiku založenou na koeficientu soudobosti a jmenovité hodnotě hlavního jistícího prvku odběrného místa bez většího ohledu na distribuční sazbu.

Po sjednocení metodiky výpočtu spotřeby podle programu Bizon Projektant bylo přistoupeno k validaci dat, její hlavní výsledky jsou uvedeny níže. (Tabulka 7.2)

Tabulka 7.2 Validace dat přenášeného výkonu Open DSS a DAISY Bizon projektant

ELEMENT	OPEN DSS		BIZON		ROZDÍL	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	dP (kW)	%dP (%)
TRAFO 1	177,90	56,40	167,35	58,38	10,55	5,93
TRAFO 2	108,60	35,70	108,61	35,73	-0,01	-0,01
TRAFO 3	47,90	15,70	47,97	15,75	-0,07	-0,14
TRAFO 4	309,30	99,10	308,30	105,74	1,00	0,32
TRAFO 7	182,10	66,30	169,29	55,76	12,81	7,03
TRAFO 9	309,70	97,10	304,98	106,84	4,72	1,52
TRAFO 10	227,90	37,20	203,92	68,98	23,98	10,52
TRAFO 11	291,40	96,90	296,63	98,65	-5,23	-1,80
TRAFO 13	305,30	96,80	319,58	116,36	-14,28	-4,68
TRAFO 14	409,10	168,20	425,78	147,40	-16,68	-4,08
TRAFO 16	218,40	61,00	224,40	82,72	-6,00	-2,75
ZTRÁTY TRAF	22,42	185,19	22,40	185,26	0,02	0,07
PŘENESENÝ VÝKON	2612,20	1027,20	2654,55	1014,71	-42,35	-1,62

Pro přehlednost je v tabulce výše uvedeno pouze srovnání přenášených výkonů na úrovni transformátorů a celkového dodaného výkonu do soustavy. (Tabulka 7.2) Z důvodu anonymizace dat jsou transformátory označeny pouze orientačně a nikoli jejich identifikačními čísly. Odchylka vypočteného přeneseného výkonu je rovna 42,35 kW a relativní chyba mezi výpočty je rovna 1,62 %. Vypočtené ztráty transformátorů jsou shodné.

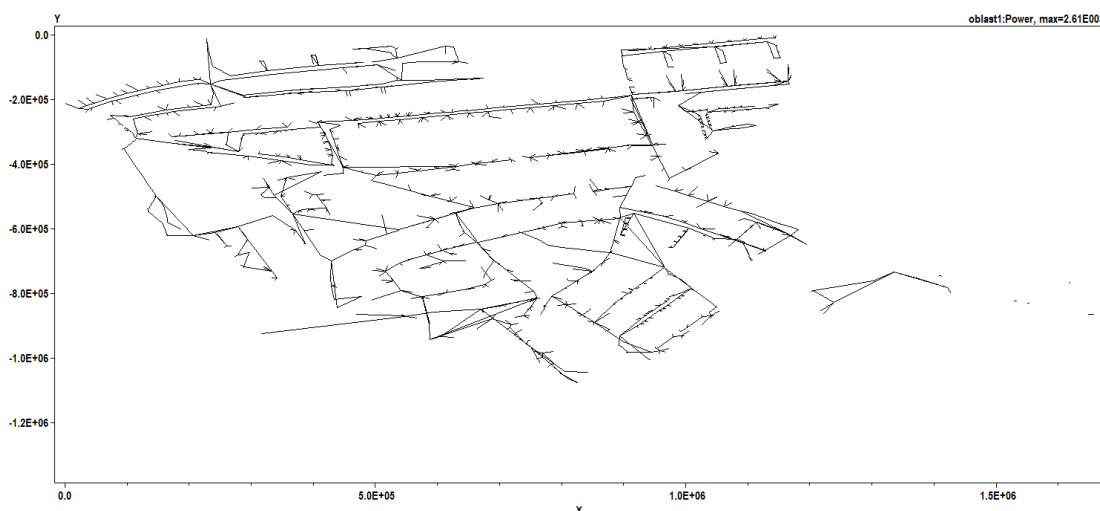
V jihovýchodní části obce se nacházejí firemní komplexy, z nichž některé disponují vlastní trafostanicí. Tato odběrná místa a trafostanice nejsou v této simulaci uvažována, a tudíž nejsou uvedena v tabulce výše. Pro zachování přehlednosti a zpětné kompatibility dat nebylo přistoupeno ke změně číslování transformátorů.

Vzhledem k možnosti přiřazení souřadnic k jednotlivým uzlům byla provedena také vizuální kontrola struktury sítě. V případě nenapájené části sítě program Open DSS tuto část zvýrazní a následně je možné provést analýzu problému, proč je síť nenapájena.

Jako další prvek ověření celistvosti sítě jsou v rámci načítání dat porovnávány identifikační údaje (ID) přípojných uzlů odběrných míst, s ID uzlů vedení. Pokud se v síti vyskytuje ID uzlu OM, který není v databázi uzlů vedení, indikuje to stav nepřipojeného OM ke zbytku sítě. V případě výskytu této chyby je uživatel upozorněn.

Na obrázku níže (Obrázek 7.8) je vykreslena modelovaná síť programem Open DSS. Pro porovnání lze použít vykreslení sítě pomocí programu DAISY Bizon Projektant (Obrázek 7.2). Rozdílnost vizuální podoby sítě je způsobena odlišným přístupem k vykreslování. Program DAISY Bizon umožňuje definovat více souřadnic v rámci jednoho vedení. Vedení tak může být vykresleno z bodu A do bodu B například pomocí šedesáti souřadnic, kterými prochází, a lépe tak definuje jeho trasu. Open DSS naproti tomu umožňuje přiřadit souřadnice pouze uzlům, tudíž jen bodům A a B. Výsledná síť tak vypadá více kostrbatě.

Další vizuální odlišností sítě jsou určité „rozpojené“ úseky, které jsou zapříčiněny odpojeným stavem vedení. Zjištění stavu vedení je popsáno v kapitole 7.1.



Obrázek 7.8 Modelovaná síť NN vykreslená programem Open DSS

8 SIMULACE TOKU VÝKONU

Největší rozmach instalací FVE v České republice nastal mezi lety 2009 až 2011. Tento rozmach byl způsobený pozdní reakcí na nepřiměřeně velkou provozní podporu a prudkým poklesem pořizovací ceny FV panelu. Od tohoto období nastává mohutný rozvoj drobných zdrojů. [7]

V současné době jsou státem nabízeny dotace Nová zelená úsporám (NZÚ), které jsou zaměřeny na podporu malých FV zdrojů. Tohoto podpůrného programu může být využito při instalaci na střechách rodinných domů s celkovým instalovaným výkonem FVE do 10 kW. Program NZÚ je pro zajištění větší efektivity využití slunečního záření i vyplácené podpory zaměřen na podporu fotovoltaických systémů využívajících ukládání přebytků vyrobené elektřiny do teplé vody v bojleru nebo do akumulčních baterií. [7]

8.1 Stanovení jednotlivých scénářů

Dle průzkumu trhu jsou nejčastěji nabízené FVE instalované o výkonech 3 až 5 kWp. Instalace o těchto výkonech bývají firmami velmi často nabízeny, protože se na první pohled jeví jako přiměřené finančním možnostem zákazníků i požadavkům kladeným na výrobu FVE. [7] [18]

Průměrná hodnota instalovaného výkonu v České republice za poslední tři roky na území distribuční soustavy EG.D. je rovna 5,5 kWp. [51] Pro status mikrozdroje je horní hranice instalovaného výkonu rovna 10 kWp. Vyšší instalovaný výkon není pro domácnosti předpokládán z důvodu podmínek pro podporu NZÚ a složitějšího řízení při zřizování FVE. Pro instalaci FV panelů jsou zatím nejčastěji využívány jižně orientované střechy a tento trend se předpokládá i nadále.

Na druhou stranu při detailním posouzení vhodné velikosti instalovaného výkonu FVE s ohledem na průběh spotřeby rodinného domu vyplývá, že pro naprostou většinu odběrných míst jsou vhodnější menší instalace o výkonech přibližně 2 kW i méně. [7]

Ve vybraných scénářích je provedena detailnější analýza výkonových toků přes transformátory. Proto byly stanoveny dva limitní výkony, a to zatížení 66 % a 100 % jmenovitého výkonu. Zatížení do 66 % jmenovitého výkonu představuje žádoucí stav proto, aby byla zachována výkonová rezerva pro případnou poruchu nebo opravu jiného prvku sítě. Provozování transformátoru na vyšší zatížení není žádoucí. [24]

V tabulce níže jsou zaznamenány jednotlivé vybrané scénáře rozvoje FV instalací a k nim zvolené počty dobíjených BEV v oblasti. Přiřazení počtů BEV k jednotlivým scénářům rozvoje FVE bylo zvoleno na základě předpokládané postupné integrace do vybrané sítě.

Tabulka 8.1 Vybrané kombinace scénářů

SCÉNÁŘ FVE			SCÉNÁŘ BEV					
			N1	V1	N2	S2	S3	V2
ČÍSLO	Inst. výkon (kWp)	Orientace střechy (-)	(ks)	(ks)	(ks)	(ks)	(ks)	(ks)
			0	1709	167	477	1194	2387
1	Stávající	-	■	■	■	■		
2	1 ÷ 5,5	J, JV, JZ	■	■	■	■		
3	1 ÷ 10	J, JV, JZ	■	■	■	■		
4	Max. možný	J, JV, JZ		■	■	■	■	
5	1 ÷ 5,5	J, JV, JZ, V, Z	■	■	■	■		
6	1 ÷ 10	J, JV, JZ, V, Z		■	■	■	■	
7	Max. možný	J, JV, JZ, V, Z		■		■	■	■
8	Max. možný	Všechny		■		■	■	■

8.2 Vybrané varianty scénáře

Vybrané scénáře budou aplikovány pro dva vybrané dny v roce. Tyto dny byly vybrány na základě analýzy denní spotřeby elektrické energie, zjištěné z přepočteného TDD třídy 4 a třídy 5 pro Jihomoravský kraj. Tyto třídy TDD odpovídají distribučním sazbám D02d a D25d, které se nejvíce podílejí na velikost roční spotřeby elektrické energií v ČR. (Obrázek 4.3).

Nejnižší denní spotřeba elektrické energie podle přepočteného TDD za rok 2020 nastala ke dni 6.7.2020, toto datum odpovídá pracovnímu dni pondělí. Naopak nejvyšší spotřebovaná energie nastala dle přepočteného TDD ke dni 11.2.2020, tentokrát den úterý. Pro tyto 2 dny bude provedena každá z variant simulace. Čárkovaná čára představuje den s nejnižší spotřebou (6.7.2020) a plnou čarou je zobrazen průběh pro den s nejvyšší spotřebou (11.2.2020).

Jednotlivé průběhy představují tok výkonu na úrovni sítě 22 kV v bodě, ze kterého je napájeno všech 10 distribučních transformátorů, které jsou v modelu uvažovány.

V simulaci je uvažováno využití FV panelů o jmenovitém výkonu 300 Wp, dále této části simulace není uvažována podpora napětí pomocí funkce P(U) a Q(U) u FVE instalací ani jiné další metodiky omezení výkonu. Tato problematika nebyla z časových důvodů do této části práce implementována. Výkon, který FVE vygeneruje je bez omezení vyveden do sítě NN. Nabíjení BEV probíhá neřízeně, v momentě, kdy je vozidlo připojeno k síti se začne nabíjet a odpojí se v momentě, kdy byla plně vykompenzována spotřebovaná energie nájedem vozidla. Možnosti řízeného nabíjení a implementace funkce Q(U) je provedena až pro vybranou část sítě, která je popsána v kapitole 8.3.

Pro následnou grafickou interpretaci výsledků byla síť také vykreslena v programu MATLAB. Na obrázku níže jsou vyznačeny body instalace FVE s orientací na jižní stranu, odpovídá tak scénáři číslo 2 až číslo 4 (Tabulka 8.1). Červený čtvereček představuje distribuční transformátor 22/0,4 kV. Černý bod představuje odběrné místo, na které nebude v daném scénáři uvažována instalace FVE. Zelený, fialový a oranžový bod vyznačují odběrná místa, na kterých bude umístěno FVE a jsou barevně rozlišena vzhledem k velikosti instalovanému výkonu. Barevné rozlišení dle velikosti instalovaného výkonu bylo zvoleno na základě vybraných scénářů.



Obrázek 8.1 Modelovaná síť vykreslená v programu MATLAB, scénář 1 až 4

Model sítě na druhém obrázku níže odpovídá scénáři č.5 až č.8. Je rozšířena o FV instalace orientované na západní a východní světovou stranu. Dojde tak k navýšení instalovaného výkonu, kde konkrétní výkonové dopady jsou analyzovány v jednotlivých scénářích.



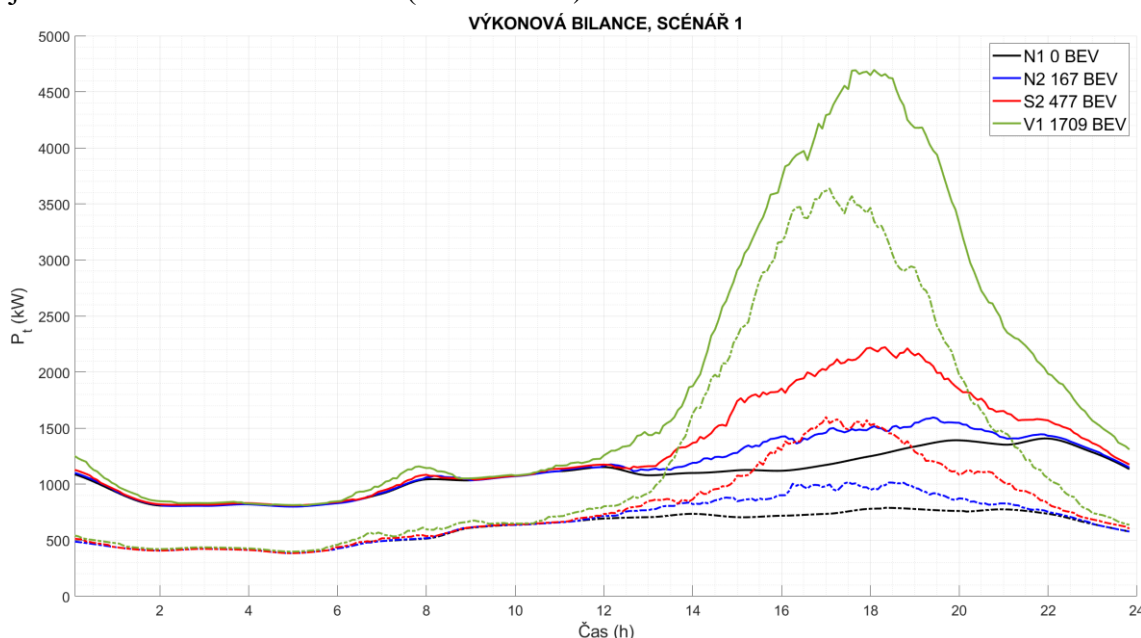
Obrázek 8.2 Modelovaná síť vykreslená v programu MATLAB, scénář č.5 až č.8

8.2.1 Scénář č.1, současné instalace FVE

V následujícím modelu je v síti uvažován stávající instalovaný výkon FVE o velikosti 126 kWp. Spotřeba odběrných míst je vypočtena pro rok 2021 a zároveň se v aktuálním modelu uplatní kombinace čtyř scénářů BEV podle tabulky v kapitole 8.1 (Tabulka 8.1)

ČÍSLO	INST. VÝKON	ORIENTACE STŘECHY	SCÉNÁŘ A POČET BEV					
			N1	V1	N2	S2	S3	V2
			(ks)	(ks)	(ks)	(ks)		
1	Stávající	-	0	1709	167	477		

Daný scénář je modelován pro vybrané dny nejvyšší a nejnižší denní spotřeby elektrické energie za rok 2020 dle TDD. Plná čára představuje průběh toku výkonu v den nejvyšší spotřeby a čerchovaná čára v den nejnižší spotřeby. Výsledná výkonová bilance je znázorněna na obrázku níže (Obrázek 8.3).



Obrázek 8.3 Výkonová bilance sítě, Scénář č.1 ($P > 0$ odběr, $P < 0$ výroba)

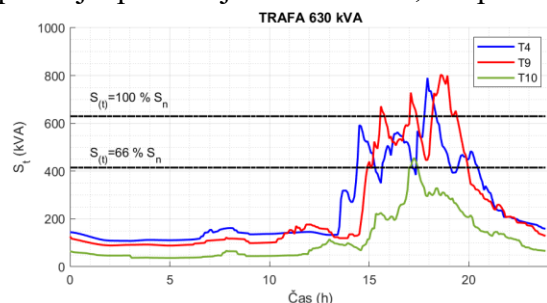
Scénář BEV – *N1*, znázorněný černou barvou, představuje aktuální stav, kdy v obci nejsou uvažována žádná BEV. Nárůst spotřeby odběrných míst v zimním období je oproti letnímu dni téměř dvojnásobný.

Scénáře BEV – *N2* a *S2* jsou charakterizovány modrou, resp. červenou křivkou. V zimním ani v letním období nedošlo k přetížení transformátorů a napěťové poměry v síti zůstaly zachovány dle pravidel PPDS [42]. Pouze ve scénáři *S2* u jednoho transformátoru byl zaznamenán významnější nárůst zatížení nad úroveň 70 % jmenovitého výkonu transformátoru. Toto zatížení dosáhlo velikosti 500 kVA (80 % jmenovitého výkonu) a trvalo přibližně 30 minut.

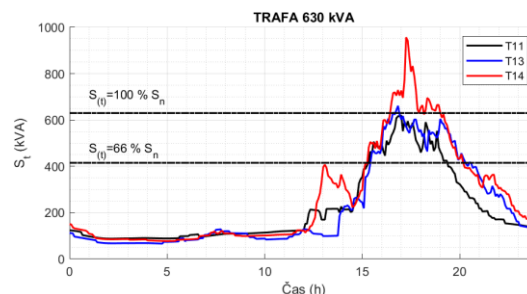
Nejnepříznivější průběh toku výkonů je znázorněn zelenou barvou a představuje dobíjení 1709 BEV. I přes tento nepříznivý faktor pokleslo fázové napětí v síti 22 kV v době špičky o 6 V. Na úrovni NN nekleslo napětí v OM pod 225 V (98 % U_n) a nepřekročilo hodnotu 242 V (105 % U_n). V čase špičky okolo 18 hodiny došlo k přetížení téměř všech distribučních transformátorů napájející sledovanou oblast. (Tabulka 8.2)

Rozdílný čas připojování BEV do sítě má za následek kolísání přenášeného výkonu přes distribuční transformátor. Pokud dojde k připojení více BEV v oblasti napájené stejným distribučním transformátorem v krátkém časovém úseku, může být tento transformátor značně přetížen. Jedná se o nejnepříznivější případ, který lze přirovnat k průběhu zatížení transformátoru číslo 14 (červená křivka, Obrázek 8.4). V dané simulaci byl transformátor zatížen na 152 % svého jmenovitého výkonu.

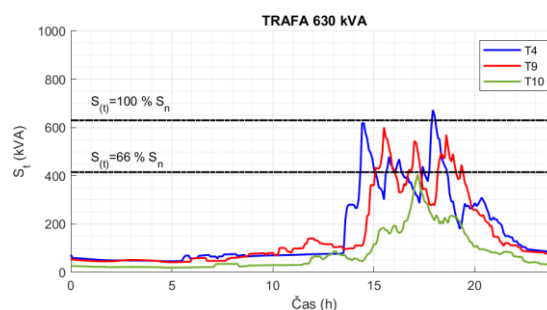
Na obrázcích níže je zobrazen průběh zatížení jednotlivých transformátorů během dne pro nejnepříznivější scénář BEV, V1 pro den zimního maxima a letního minima.



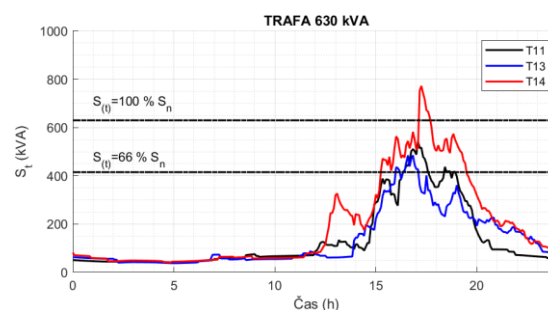
a) scénář č.1 – V1, zima



b) scénář č.1 – V1, zima



c) scénář č.1 – V1, léto



d) scénář č.1 – V1, léto

Obrázek 8.4 Zatížení transformátorů scénář č.1 – V1

Maximální procentuální zatížení vybraných transformátorů pro scénář BEV – V1 je zaznamenáno v tabulce níže. (Tabulka 8.2)

Pro daný scénář došlo k překročení maximálního požadovaného zatížení u všech transformátorů jak pro letní, tak zimní období.

Tabulka 8.2 Zatížení transformátorů, scénář č.1 – V1

TRAF.	č.	1	2	4	7	9	10	11	13	14	16
ZIMA	(%)	106,0	91,8	125,5	178,6	127,6	72,3	98,5	104,9	151,9	157,4
LÉTO	(%)	97,6	77,1	106,7	159,0	95,2	64,2	86,2	76,9	122,6	105,4

8.2.2 Scénář č.2, FVE jižní (1–5,5 kWp)

ČÍSLO	INST. VÝKON (kWp)	ORIENTACE STŘECHY	SCÉNÁŘ BEV					
			N1 (ks)	V1 (ks)	N2 (ks)	S2 (ks)	S3	V2
2	1 ÷ 5,5	J, JV, JZ	0	1709	167	477		

V daném scénáři je uvažováno s instalací FV panelů s orientací převážně na jižní stranu a celkovým instalovaným výkonem 3 143 kWp. Velikost instalovaného výkonu FVE pro každé OM je zvoleno pro tento scénář v rozmezí 1 až 5,5 kWp na základě předchozí úvahy a dle technických možností střechy objektu [57]. Konkrétní natočení panelů a instalovaný výkon v síti pro daný směr natočení je uveden v tabulce níže.

Tabulka 8.3 Instalovaný výkon FVE a zatížení transformátorů, scénář č.2, FVE

ORIENTACE STŘECHY	JIH	JIHOVÝCHOD	JIHOZÁPAD
INSTALOVANÝ VÝKON	(kWp) 2 570	(kWp) 374	(kWp) 198

ZATÍŽENÍ TRANSFORMÁTORŮ

LÉTO	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	S_{max}
N1	Nesplněno (3)	Splněno	$S_{max} = 78 \% S_n$
N2	Nesplněno (3)	Splněno	$S_{max} = 78 \% S_n$
S2	Nesplněno (3)	Splněno	$S_{max} = 73,8 \% S_n$
V1	Nesplněno (7)	Nesplněno (3)	$S_{max} = 104 \% S_n$

ZIMA

N1	Splněno	Splněno	$S_{max} = 28 \% S_n$
N2	Splněno	Splněno	$S_{max} = 55,8 \% S_n$
S2	Nesplněno (1)	Splněno	$S_{max} = 76,2 \% S_n$
V1	Nesplněno (10)	Nesplněno (6)	$S_{max} = 172,9 \% S_n$

V tabulce výše je uvedeno, zda v daném scénáři byly, či nebyly splněny stanovené limity zatížení transformátorů. Pokud daný výkonový limit nebyl nesplněn, je pole vybarveno oranžově a označeno „nesplněn“. Číslo v závorce pak udává počet transformátorů, které daný výkonový limit překročily. Ve sloupci S_{max} je pak uvedeno maximální zjištěné zatížení transformátorů.

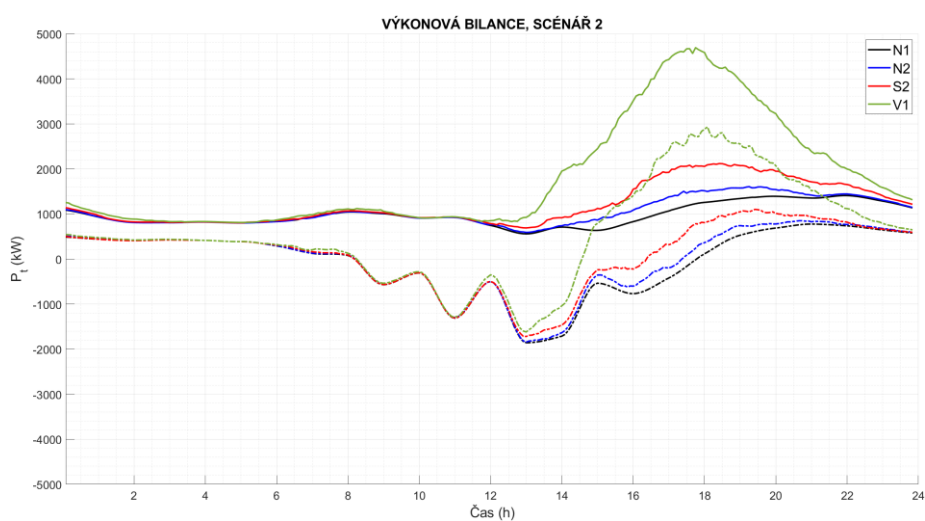
V zimním období je vliv výroby z FVE na celkový průběh výkonu v čase velmi malý. Případné překročení stanovených výkonových limitů je zapříčiněno zvýšeným odběrem pro dobíjení BEV. Při uvažování dobíjení 477 BEV (S2) se zatížení transformátorů v limitních případech přiblížilo k 80 % jmenovitého výkonu. Zatížení více než 66 % jmenovitého výkonu se pohybovalo v časovém pásmu do 30 minut.

Z výsledků simulace lze dále dojít k závěru, že výroba z FVE v letních měsících zapříčinila zatížení transformátorů na více než 66 % v čase maxima dodávaného výkonu přibližně ve 13 hodin. Nedošlo však k přetížení transformátorů nad jmenovitý výkon.

V odpoledních hodinách výroba z FVE částečně pokrývá nárůst spotřeby způsobené dobíjením BEV. Při počtu 477 dobíjených BEV (S2) tak nepřekročila velikost odebíraného výkonu základní odběr v zimním období (N1, zima).

V žádném scénáři nebyly překročeny limity pro velikost napětí dle PPDS [42]. Při uvažování scénáře BEV S2 v letním období je energie dodaná z FVE rovna 101 % velikosti energie spotřebované.

Výkonová bilance sítě je zobrazena na obrázku níže:



Obrázek 8.5 Výkonová bilance sítě, Scénář č. 2 ($P > 0$ odběr, $P < 0$ výroba)

8.2.3 Scénář č.3 FVE jižní (1–10 kWp)

ČÍSLO	INST. VÝKON (kWp)	ORIENTACE STŘECHY	SCÉNÁŘ BEV					
			N1 (ks)	V1 (ks)	N2 (ks)	S2 (ks)	S3	V2
3	1 ÷ 10	J, JV, JZ	0	1709	167	477		

Následující scénář rozšiřuje instalovaný výkon FVE v odběrném místě do velikosti 10 kWp. V odběrných místech je tak uvažován instalovaný výkon mezi 1 kWp a 10 kWp dle technického potenciálu střechy. Celkový instalovaný výkon v obci je roven 4 254 kWp a jednotlivé instalované výkony dle směru natočení pro celou oblast jsou zapsány v tabulce níže.

Výsledky vyhodnocení průběhů výkonu v zimním období je velmi podobné předchozímu scénáři (Tabulka 8.3). V letním období budou blíže zkoumány dvě časové oblasti. První zkoumaná oblast je maximum dodávky z FVE v čase 13 hodin a druhá oblast v čase špičkové spotřeby v 18 hodin. Vyhodnocení zatížení transformátorů pro letní den je v tabulce níže:

Tabulka 8.4 Instalovaný výkon FVE a vyhodnocení zatížení transformátorů, Scénář č.3

ORIENTACE STŘECHY	JIH	JIH – VÝCHOD	JIH – ZÁPAD
INSTALOVANÝ VÝKON	(kWp)	(kWp)	(kWp)
	3 592	442	220

ZATÍŽENÍ TRANSFORMÁTORŮ

LÉTO	Špičková výroba 13:00		Odběrová špička 18:00	
	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$
N1	Nesplněno (5)	Nesplněno (2)	Splněno	Splněno
N2			Splněno	Splněno
S2			Splněno	Splněno
V1			Nesplněno (4)	Nesplněno (1)

Vzhledem ke skutečnosti, že došlo k přetížení transformátorů vlivem dodávky z FVE, je nutné do sítě implementovat systém umožňující regulaci dodávaného výkonu, případně instalovat akumulaci systém.

Na základě podobností velikosti špičkového odebíraného výkonu v čase 13 a 18 hodin byla provedena podrobnější analýza velikosti dodané a spotřebované elektrické energie. Z výsledků analýzy vyplývá potenciál částečné soběstačnosti obce pro letní období. Energie dodaná z FVE v průběhu dne je rovna 91,7 % velikosti odebrané energie. V dané analýze bylo uvažováno letní období a počet BEV byl stanoven na 1709 ks (V1).

8.2.4 Scénář č.4, FVE jižní (MAX)

ČÍSLO	INST. VÝKON (kWp)	ORIENTACE STŘECHY	SCÉNÁŘ BEV					
			N1	V1	N2	S2	S3	V2
				(ks)	(ks)	(ks)	(ks)	
4	Max. možný	J, JV, JZ		1709	167	477	1194	

Scénář č.4 uvažuje maximální pokrytí střešních ploch orientované směrem k jihu, jihozápadu a jihovýchodu. Je využit maximální technický potenciál střešních ploch dle práce M. Štefka [57] a je využito jak FV panelů, tak FV tašek pro objekty s členitější dispozicí střechy. Celkový instalovaný výkon v obci je v daném scénáři roven 5 235 kWp. Jednotlivé výkony instalací dle směru natočení pro celou oblast jsou zapsány v tabulce níže. (Tabulka 8.5)

Nově je ve scénáři uvažován nový počet elektrických vozidel o počtu 1194 BEV (S3). Tento scénář byl přidán na základě zhodnocení předpokládaného budoucího vývoje počtu BEV a FV instalací. Lze předpokládat, že při rozvoji FV instalací na danou úroveň, dojde i k navýšení počtu BEV.

Následující analýza je zaměřena převážně na časový úsek výkonové špičky způsobené dodávkou do sítě z FVE v letním období a odpolední odběrovou špičku scénáře S3 v zimním období. Zbýlé scénáře zimního období odpovídají dosaženým výsledkům ze scénáře č.2 (Tabulka 8.3)

Tabulka 8.5 Instalovaný výkon FVE, Scénář č.4

ORIENTACE STŘECHY	JIH	JIH – VÝCHOD	JIH – ZÁPAD
INSTALOVANÝ VÝKON	(kWp)	(kWp)	(kWp)
	4 557	458	220

ZATÍŽENÍ TRANSFORMÁTORŮ

	Špičková výroba 13:00		Odběrová špička 18:00	
LÉTO	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$
N2	Nesplněno (7)	Nesplněno (4)	Splněno	Splněno
S2			Splněno	Splněno
S3			Splněno	Splněno
V1			Splněno	Splněno
ZIMA				
S3	Splněno	Splněno	Nesplněno (9)	Nesplněno (3)

Pro všechny scénáře počtu BEV v letním dni bylo veškeré nadměrné zatížení transformátorů způsobeno výrobou z FVE. Ani při nejvyšším uvažovaném počtu 1709 dobíjených BEV nebyly překročeny stanovené limity zatížení transformátorů.

Pro nově uvažovaný scénář S3 počtu 1194 BEV bylo vyhodnoceno pro zimní období překročení limitu 66 % zatížení transformátů pro devět transformátorů z deseti. Tři transformátory byly zatížené na více než 100 % svého jmenovitého výkonu.

Vyrobená elektrická energie z instalovaných FVE je rovna 1,3násobku energie spotřebované v letním období s počtem 1194 BEV (S3). Pro scénář s počtem BEV 1709 (V1) je vyrobená energie z FVE rovna 111 % velikosti energií spotřebované.

8.2.5 Scénář č.5, FVE jih, východ, západ (1–5,5 kWp)

ČÍSLO	INST. VÝKON (kWp)	ORIENTACE STŘECHY	SCÉNÁŘ BEV				
			N1	V1	N2	S2	S3
				(ks)	(ks)	(ks)	(ks)
5	1 ÷ 5,5	J, JV, JZ, V, Z		1709	167	477	1194

V následujícím scénáři je uvažováno připojení do sítě FV instalace orientované na východní a západní světovou stranu s celkovým instalovaným výkonem 5 422 kWp. Instalované výkony střešních FV instalací byly zvoleny v rozsahu od 1 do 5,5 kWp dle technických možností střechy objektů. Panely orientované na západní stranu jsou schopny dodávat elektrickou energii i v odpoledních hodinách a vytvořit tak výkonovou podporu pro nabíjení BEV. V tabulce níže jsou vypsány celkové instalované výkony pro vybrané orientace panelů.

Tabulka 8.6 Instalovaný výkon FVE, Scénář č.5

ORIENTACE STŘECHY	JIH	VÝCHOD	J-V	ZÁPAD	J-Z
INSTALOVANÝ VÝKON	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)
	2 604	1 139	377	1 103	200

ZATÍŽENÍ TRANSFORMÁTORŮ

	Špičková výroba 13:00		Odběrová špička 18:00	
LÉTO	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$
N2	Nesplněno (7)	Nesplněno (2)	Splněno	Splněno
S2			Splněno	Splněno
S3			Splněno	Splněno
V1			Splněno	Splněno

V čase špičkové dodávky do sítě z FVE došlo k přetížení dvou transformátorů na úroveň 112 % a 130 % jmenovitého výkonu. Zároveň došlo ke značnému zvýšení napětí v síti. Maximální zjištěná hodnota napětí v síti je rovna $U_{max,S5} = 274 \text{ V}$ (119 % U_n)

Následující tabulka udává procentuální poměr mezi vyrobenou elektrickou energií z FVE a spotřebovanou elektrickou energií v letním období. Pro scénář počtu BEV 167 ks (N2) je vyrobená elektrická energie přibližně dvojnásobná, oproti spotřebované

elektrické energii. Při uvažování 1709 dobíjecích se BEV je vyrobená energie z FVE přibližně rovna velikosti energie spotřebované.

Tabulka 8.7 Poměr mezi vyrobenou a spotřebovanou elektrickou energií pro vybraný den v červenci, scénář č.5.

SCÉNÁŘ		N2	S2	S3	V1
$\frac{VÝROBA}{SPOTŘEBA}$	(%)	198,9	174,3	135,5	114,6

8.2.6 Scénář č.6, FVE jih, východ, západ (1–10 kWp)

ČÍSLO	INST. VÝKON	ORIENTACE STŘECHY	SCÉNÁŘ BEV					
			N1	V1	N2	S2	S3	V2
6	1 ÷ 10	J, JV, JZ, V, Z		(ks) 1709	(ks) 167	(ks) 477	(ks) 1194	

Nově bylo do sítě připojeny instalace až do výkonu 10 kWp a celkový instalovaný výkon v oblasti tak vzrostl na hodnotu 6 978 kWp.

Tabulka 8.8 Instalovaný výkon FVE, Scénář č.6

ORIENTACE STŘECHY	JIH	VÝCHOD	J-V	ZÁPAD	J-Z
INSTALOVANÝ VÝKON	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)
	3 592	1 386	442	1 338	220

Navýšení instalovaného výkonu způsobilo zvýšení zatížení transformátoru v letním období v poledních hodinách. Hranici zatížení do velikosti $S_{t,max} < 100 \% S_n$ překročilo 7 transformátorů u kterých došlo k výraznému přetížení. V zimním období nedošlo k žádné výrazné změně zatížení či průběhu oproti předchozímu scénáři. Napěťové poměry v síti se oproti předchozímu scénáři zhoršily jen mírně, maximální napětí v síti je rovno $U_{max,S6} = 277,7 V$ (120,7 % U_n)

Při porovnání velikosti vyrobené a spotřebované energie v letním období bylo zjištěno, že vyrobená elektrická energie převyšuje velikost energie spotřebované ve všech scénářích počtu BEV. Konkrétní procentní hodnoty pro jednotlivé scénáře jsou uvedeny v tabulce níže.

Tabulka 8.9 Poměr mezi vyrobenou a spotřebovanou elektrickou energií pro letní období, scénář č.6.

SCÉNÁŘ		N2	S2	S3	V1
$\frac{VÝROBA}{SPOTŘEBA}$	(%)	256,9	225,6	175,1	149,8

Tento scénář byl zvolen z důvodu pokrytí nepříznivé situace hraničních velikostí přenášených výkonů. V zimním období se odběr v odpoledních hodinách pohybuje na hranici jmenovitého výkonu transformátorů. V letním období pak byly transformátory přetíženy vlivem dodávky z FVE.

8.2.7 Scénář č.7 FVE jih, východ, západ (MAX)

ČÍSLO	INST. VÝKON	ORIENTACE STŘECHY	SCÉNÁŘ BEV					
			N1	V1	N2	S2	S3	V2
				(ks)		(ks)	(ks)	(ks)
7	Max. možný	J, JV, JZ, V, Z		1709		477	1194	2387

Následující scénář představuje plné využití technického potenciálu střech orientované na všechny světové strany krom severní. Celkový instalovaný výkon tak dosáhl hodnoty 8 069 kWp a při srovnání s instalovaným výkonem FVE na území Jihomoravského kraje (JMK) v roce 2020 by představoval 2 % z celkového instalovaného výkonu v JMK. [64]

Tabulka 8.10 Instalovaný výkon FVE, Scénář č.6

ORIENTACE STŘECHY	JIH	VÝCHOD	J-V	ZÁPAD	J-Z
INSTALOVANÝ VÝKON	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)
	4 557	1 441	459	1 393	220

V době maximálního odběru u scénáře V2 bylo nejnižší napětí v síti rovno 191 V ($83 \% U_n$). a v době maxima dodávky napětí v síti vzrostlo na úroveň 297 V ($129 \% U_n$). V čase výkonových špiček přesahující 6 MW tak nebyly splněny podmínky kvality napětí podle PPDS [42]. Zatížení transformátorů vzrostlo na extrémní přetížení. U jednoho transformátoru bylo zjištěno 2,5násobné přetížení oproti jmenovitému výkonu.

Tabulka 8.11 Poměr mezi vyrobenou a spotřebovanou elektrickou energií pro letní období, scénář č.7

SCÉNÁŘ		S2	S3	V1	V2
$\frac{VÝROBA}{SPOTŘEBA}$	(%)	259,9	200,0	173,3	144,9

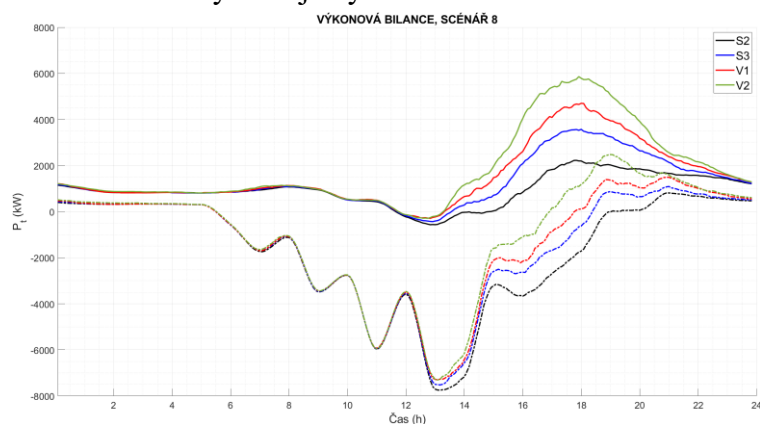
8.2.8 Scénář č.8, FVE (MAX)

ČÍSLO	INST. VÝKON	ORIENTACE STŘECHY	SCÉNÁŘ BEV					
			N1	V1	N2	S2	S3	V2
				(ks)		(ks)	(ks)	(ks)
8	Max. možný	Všechny		1709		477	1194	2387

Následující scénář doplňuje maximální možné využití technického potenciálu střech budov v obci s využitím orientace na všechny světové strany. Celkový instalovaný výkon je v daném případě roven 11 224 kWp.

ORIENTACE STŘECHY	J	V	J-V	Z	J-Z	S	S-Z	S-V
INSTALOVANÝ VÝKON	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)	(kWp)
	4 557	1 441	549	1 393	220	2 367	439	258

Výkonová špička v čase maximu výroby dosáhla až 8 MW a došlo k velmi výraznému přetížení téměř všech transformátorů v dané oblasti. Maximální napětí v síti odpovídalo velikosti 314 V. Průběh toku výkonu je vyneseno na obrázku níže.



Obrázek 8.6 Výkonová bilance sítě, Scénář č. 8 ($P > 0$ odběr, $P < 0$ výroba)

Vyrobená elektrická energie z FVE tak dosahuje více než dvojnásobku velikosti energie spotřebované pro všechny scénáře počtu BEV.

Tabulka 8.12 Poměr mezi vyrobenou a spotřebovanou elektrickou energií pro letní období, scénář č.8

SCÉNÁŘ		S2	S3	V1	V2
$\frac{VÝROBA}{SPOTŘEBA}$	(%)	343	267	231	192

Nejvyšší napětí v síti NN bylo zaznamenáno o velikosti 351,1 V (151 % U_n) v čase maximální dodávky z FVE v letním období. Nejnižší hodnota napětí byla zaznamenána ve výkonové špičce v zimním odběru pro scénář V2 o velikosti 195 V.

V tabulce níže je uveden procentní podíl koeficientu soběstačnosti obce pro vybraný den v červenci pro uvažované scénáře. Daný koeficient vyjadřuje podíl mezi vyrobenou energií z FVE a spotřebovanou energií.

Tabulka 8.13 Koeficient soběstačnosti obce pro den v červenci

KOEFICIENT SOBĚSTAČNOSTI (%)							
SCÉNÁŘ FVE	P_{inst}	N1	N2	S2	S3	V1	V2
	(kWp)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
2	3 143	125,6	115,1	101,5	-	68,2	-
3	4 254	169,9	155,8	137,3	-	92,8	-
4	5 235	-	162,6	168,9	130,4	113,4	-
5	5 422	-	198,7	173,4	135,0	116,3	-
6	6 978	-	256,9	225,6	175,1	149,8	-
7	8 069	-	-	259,9	200,0	173,3	144,9
8	11 224	-	-	343,0	267,0	231,0	192,0

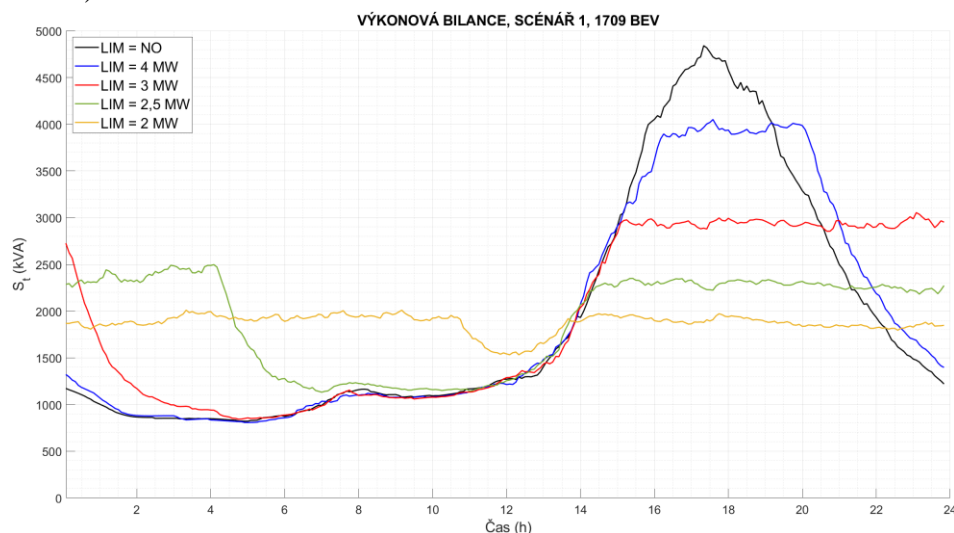
8.3 Výkonové omezení nabíjení BEV

Z provedených simulací vybraných scénářů je patrné nezbytnost zavedení prvků omezujících toky výkonů v síti. Pro omezení výroby FVE se nabízí možnost řízení pomocí PU a QU regulace popsané v teoretické části práce nebo zavedení postupných výkonových omezení na FVE, které by řídil distributor například pomocí signálu HDO.

Tato kapitola bude věnována simulaci vybraného scénáře s implementací řízeného hromadného nabíjení BEV. Řízené nabíjení BEV v daném modelu pracuje na principu stanovení limitního přenášeného výkonu v síti. Pokud je výkonový limit překročen, není dovoleno se vozidlu připojit do sítě a začít se nabíjet. Vozidlo se připojí až v okamžiku, kdy systém vyhodnotí pokles přenášeného výkonu pod stanovenou limitní úroveň.

Jako první je analyzován scénář FVE č.1, který zahrnuje pouze současný stav FV instalací a s počtem 1709 BEV (V1). Z výsledků daného scénáře bylo zjištěno značné přetížení transformátorů v čase 18 až 19 hodin vlivem dobíjení vozidel. Všechny transformátory byly zatíženy z více než 66 % a 7 transformátorů bylo přetíženo. Z těchto dat vyplývá nezbytnost použít systém, který je schopen rozložit nabíjení BEV v čase tak, aby nebyla síť nadměrně zatěžována.

Jako první bude provedeno vyhodnocení scénáře č.1 o počtu 1709 BEV (V1). Bude uvažováno zimní období s aktuální penetrací FVE. Tímto opatřením je simulován nejhorší možný stav v síti pro daný scénář. Bylo stanoveno 5 úrovní limitních výkonů pro celou oblast a pro každý limitní výkon bylo vyhodnoceno zatížení jednotlivých transformátorů. Výsledné průběhy pro stanovené limity jsou zobrazeny na obrázku níže. (Obrázek 8.7)



Obrázek 8.7 Průběhy toku výkonu se zvolenými limity, celá síť

Na základě zhodnocení průběhů byl zvolen jako nejvhodnější limit pro daný scénář 2,5 MW. Při nastavení limitu na tuto hodnotu nebylo zjištěno přetížení transformátorů nad jmenovitou hodnotu a zároveň byl průběh dobíjení rozmělněn v průběhu nočních hodin. Poslední BEV byly plně dobity a odpojeny kolem 6. hodiny ránní.

Tabulka 8.14 Zatížení transformátorů pro jednotlivé limity

TRAF.	č.	1	2	4	7	9	10	11	13	14	16
NO LIM	(%)	95	88	131	220	170	85	110	110	157	165
4 MW	(%)	87	99	119	178	124	77	92	103	146	133
3 MW	(%)	75	96	110	135	90	56	71	85	109	92
2,5 MW	(%)	75	67	96	94	94	45	94	69	92	88
2 MW	(%)	65	80	80	90	72	47	55	55	88	74

Tento model řízení nabíjení BEV by bylo vhodné implementovat na každý distribuční transformátor 22/0,4 kV napájející danou oblast. Řídící jednotka by na základě zatížení daného transformátoru řídila připojování BEV v dané oblasti, která je z transformátoru napájena. Tento model je blíže popsán a aplikován v následující kapitole.

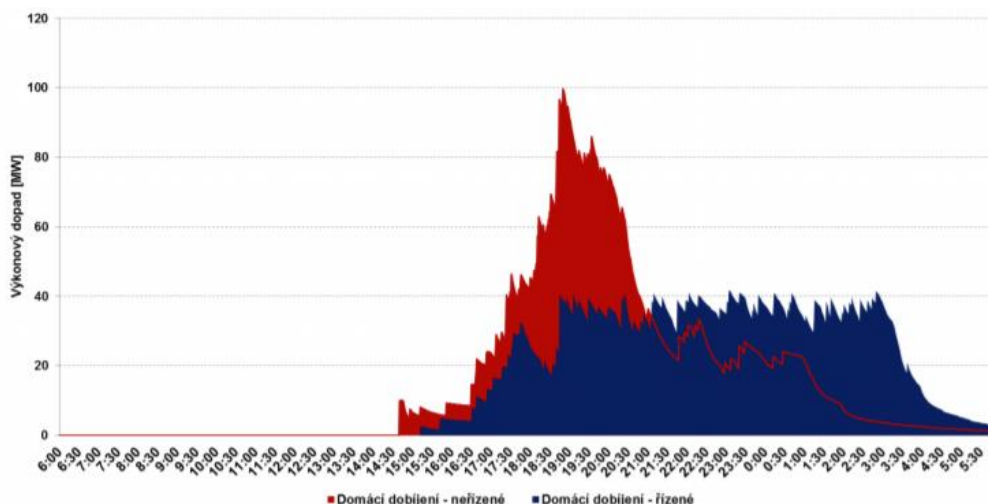
Obec je napájena transformátory o celkovém jmenovitém výkonu 4 830 kVA. Společnost EG.D. a.s., na jehož distribučním území se nachází vybraná lokalita, nepovoluje zatížení distribučních transformátorů na více než 66 %. [24] Při zachování této podmínky je tak maximální možný přenášený výkon přes transformátory roven 3 381 kVA. Účinník odběru je uvažován 0,95.

V případě provedení této implementace by bylo dosaženo větší efektivity rozdělení výkonu, hlídání toku výkonu přes jednotlivé transformátory, zamezení zatížení transformátorů a také navýšení maximálního přenášeného výkonu o jednu třetinu.

Pokud by nebylo implementováno řízení nabíjení BEV u každého distribučního transformátoru 22/0,4 kV, nebylo by možné zajistit při vyšším přenášeném výkonu nepřetížení transformátorů.

Při provedení další analýzy pro počet 477 BEV bylo zjištěno při neřízeném nabíjení zatížení jednoho transformátoru na hodnotu 88 % svého jmenovitého výkonu. Zbylé transformátory byly zatíženy po celý sledovaný čas pod 66 % své jmenovité hodnoty výkonu.

K obdobným průběhům došla také studie [11], která zpracovala možný průběh dobíjení skupiny elektromobilů s řízeným či neřízeným dobíjením. Výsledné průběhy studie jsou na obrázku níže.

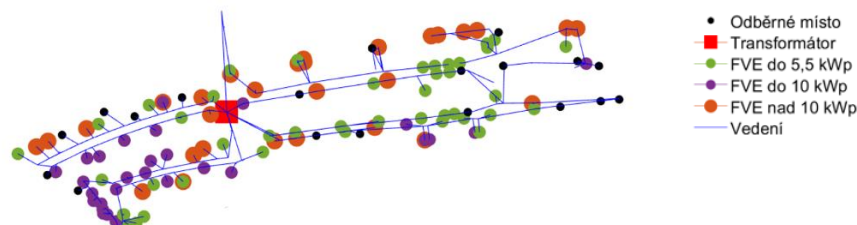


Obrázek 8.8 Průběh řízeného a neřízeného nabíjení BEV, zdroj: EE [11]

Červená barva ilustruje průběh neřízeného nabíjení a modrá barva průběh řízeného nabíjení. Řízené nabíjení respektuje požadavek nabití BEV do 6. hodiny ranní. Tento požadavek byl splněn i v analýze provedené autorem práce.

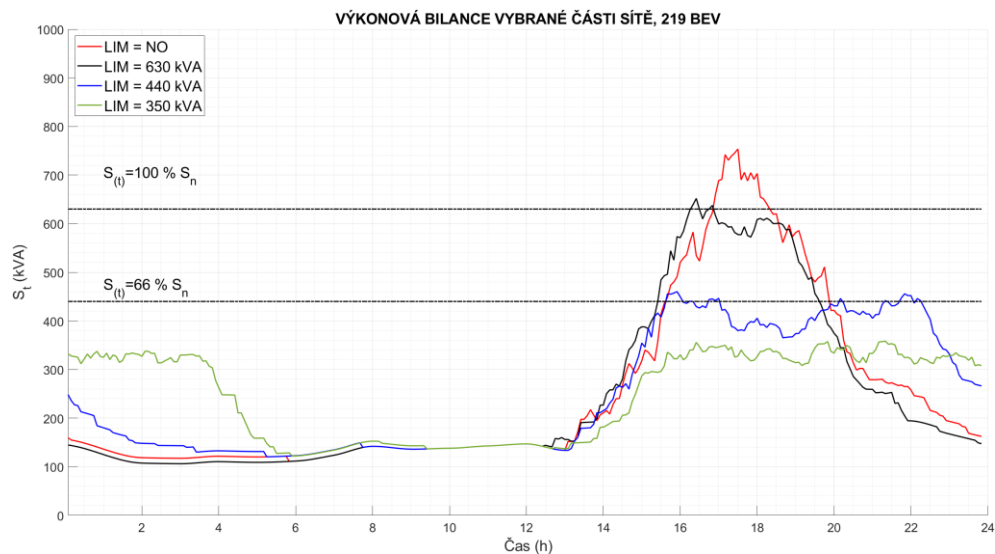
8.3.1 Řízení dobíjení na úrovni NN ve vybrané části obce

Následující podkapitola je věnována implementaci modelu řízeného nabíjení na vybranou část obce. Jedná se o část obce čítající 115 odběrných míst napájenou přes distribuční transformátor o výkonu 630 kVA. Umístění systému řízení nabíjení je uvažováno na straně NN v transformační stanici. [24]. Na obrázku níže je schéma vybrané části sítě:



Obrázek 8.9 Schéma vybrané části sítě

Pro scénář počtu 1709 BEV se v dané lokalitě dobíjí 219 vozidel. Tento počet byl stanoven na základě poměru počtu OM v dané lokalitě a celkového počtu OM v obci. Na obrázcích níže jsou uvedeny grafické výstupy průběhu výkonu pro jednotlivé vybrané výkonové limity.



Obrázek 8.10 Výkonová bilance vybrané části sítě

Z obrázku výše je patrné, že v případě tak vysoké penetrace BEV a absence řízeného dobíjení, dojde k přetížení transformátoru. Čerchovaná červená čára označuje jmenovitý výkon transformátoru. Další limitní výkon byl stanoven na 66 % zatížení transformátoru, konkrétně na 415 kVA. Průběh při nastavení tohoto limitním výkonu je znázorněn modrou křivkou.

Jako ideální výkonová hranice byla stanovena na 350 kVA. Při tomto limitním výkonu bylo nabíjení rozloženo přes noční hodiny, zároveň byla splněna podmínka dobítí veškerých vozidel do 6 hodiny ranní (zelená křivka). Transformátor byl po celou dobu zatížen maximálně na 55 % a byla tak zajištěna dostatečná výkonová rezerva pro případné přepojení sítě například z důvodu poruchy, údržby atd.

Dále byla provedena analýza pro nižší scénáře počtu BEV. Při neřízeném nabíjení u scénáře se 61 BEV (S2) v dané lokalitě nedošlo k zatížení transformátoru nad 50 %. Jako další scénář byl analyzován počet BEV odpovídající počtu odběrných míst v dané oblasti. Ani při tomto scénáři zahrnující 115 dobíjených BEV nebylo zjištěno nežádoucí přetížení transformátoru.

8.3.2 Řízení dodávaného výkonu z FVE ve vybrané části obce

Pro vybranou lokalitu budou postupně aplikovány jednotlivé scénáře rozvoje FV instalací. V tabulce níže je uvedeno splnění či nesplnění stanovených limitů zatížení transformátorů. Dané zatížení je uvažováno s účínkem odběru 0,95 a dodávky čistě činného výkonu do sítě z FVE.

Tabulka 8.15 Zatížení transformátoru vybrané oblasti pro scénáře FVE, bez křivky Q(U)

SCÉNÁŘ	INST. VÝKON (kWp)	ORIENTACE STŘECHY (-)	ZATÍŽENÍ TRANSFORMÁTORU	
			$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$
1	Stávající	-	Splněno	Splněno
2	1 ÷ 5,5	J, JV, JZ	Splněno	Splněno
3	1 ÷ 10	J, JV, JZ	Nesplněno	Splněno
4	Max. možný	J, JV, JZ	Nesplněno	Nesplněno
5	1 ÷ 5,5	J, JV, JZ, V, Z	Nesplněno	Splněno
6	1 ÷ 10	J, JV, JZ, V, Z	Nesplněno	
7	Max. možný	J, JV, JZ, V, Z		
8	Max. možný	Všechny		

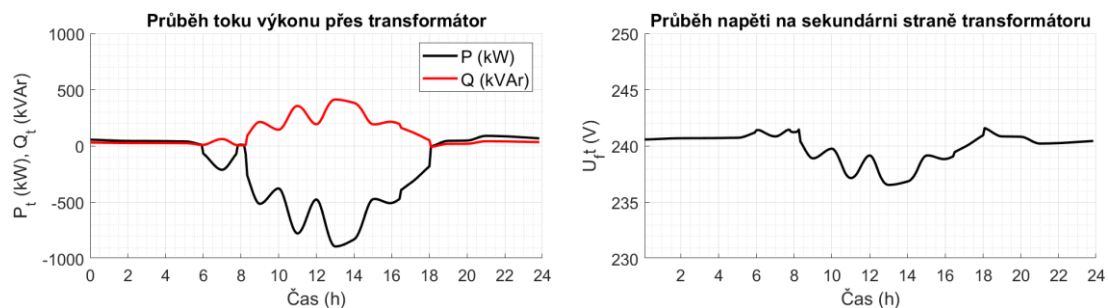
V rámci všech scénářů byly také kontrolovány napěťové poměry v síti. V případě absence podpory napětí v síti pomocí QU regulace FV střídačů by v čase odpolední špičky dodávky výkonu z FVE byly překročeny limity pro velikost napětí dle [42] od scénáře č.6 a ve scénáři č.4. Maximální zjištěné napětí v uzlech sítě pro dané scénáře bez podpory QU regulace:

- Scénář č.6 $U_{OM,max} = 277,7 V$ (121 % U_n)
- Scénář č.7 $U_{OM,max} = 297 V$ (129 % U_n)
- Scénář č.8 $U_{OM,max} = 309,1 V$ (134 % U_n)

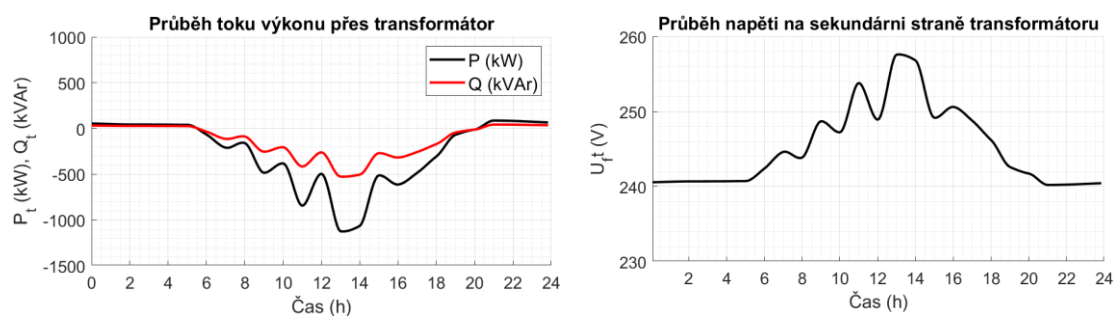
Pro tyto scénáře byla následně provedena simulace s uvažováním QU regulace na výstupu ze střídačů. Charakteristika QU regulace (Obrázek 2.7) střídačů byla nastavena na hodnoty: [42]

- X1=0,94: 1;
- X2=0,97: 0;
- X3=1,05: 0;
- X4=1,08: -1.

Z výsledků simulace vyplynulo značné zlepšení napěťových poměrů v síti. Ani při scénáři s nejvyšší mírou penetrace FVE nedošlo v síti k překročení dovolené odchylky napětí. Nejvyšší zjištěná hodnota napětí v síti v odběrném místě: $U_{S8,max} = 248 V$ (107 % U_n). Instalovaný výkon FVE ve scénáři č.8 byl roven 1 556 kWp, z toho dominantní směr natočení je na jižní stranu s instalovaným výkonem 874 kWp. Průběh toku výkonu a napětí v čase na sekundární straně transformátoru je zobrazeno níže:



Obrázek 8.11 Průběh toku výkonu přes transformátor ve vybrané části obce s aplikací křivky Q(U).



Obrázek 8.12 Průběh toku výkonu přes transformátor ve vybrané části obce bez aplikace křivky Q(U).

Na obrázcích výše jsou vyneseny průběhy toku výkonu a napětí na straně nízkého napětí pro distribuční transformátor napájející danou oblast. Jedná se o stav, kdy v žádném odběrném místě není uvažována akumulace či cílené využití vyrobené elektrické energie k ohřevu vody. Analýza daných scénářů tak uvažovala s nejnepríznivější situací v síti. Pro názornou demonstraci podporu řízení napětí s pomocí křivky Q(U) je uvažován scénář s maximální penetrací FVE do soustavy.

9 ZÁVĚR

Tato práce je zaměřena na vyhodnocení poměrů v síti v průběhu dne při uvažování velkého počtu BEV a instalovaných fotovoltaických zdrojů v obci do 3000 obyvatel. V první části práce po vyhodnocení požadovaných funkcí softwarového nástroje byl vybrán program Open DSS, který disponuje klíčovou funkcí pro výpočet časového průběhu výkonu v síti. V pokračování teoretické části je věnována pozornost podmínkám připojení nových zdrojů a výroben do distribuční sítě nízkého napětí a jejich následný provoz podle PPDS 2021 [42], kde byla část vybraných podmínek následně aplikována v modelu sítě.

Ve třetí kapitole je vyhodnocena problematika časového intervalu simulace. Vstupní data o spotřebě odběrných míst a průběhu výroby z FV instalací jsou dostupná v hodinových intervalech. Pro další zpracování byla data interpolována pomocí kubické interpolace a tím byl časový interval simulace zkrácen na pět minut. Pětiminutový vyhodnocovací interval je použit ve všech scénářích provedené simulace.

Následující kapitola je věnována problematice tvorby typových diagramů dodávek (TDD) a jejich využití pro modelaci průběhu spotřeby odběrných míst. Je zde popsána metodika přiřazení jednotlivých tříd TDD na základě distribuční sazby odběrného místa a vybrané průběhy jsou graficky zobrazeny. Na základě analýzy TDD byly vybrány dva průběhy odpovídající denním průběhům spotřeby odběrného místa. V tyto dny, byla odebíraná elektrická energie rovna ročnímu maximu a ročnímu minimu dle TDD4 a TDD5 pro Jihomoravský kraj. Jedná se o dny 11.2.2021 a 6.7.2021.

V páté kapitole je provedeno shrnutí faktorů ovlivňující výrobu elektrické energie z fotovoltaických panelů a následně je graficky zobrazen interpolovaný referenční průběh dodávky výkonu z fotovoltaické elektrárny pro vybrané dny. Průběhy jsou vykresleny pro různé natočení panelů podle světových stran tak, aby bylo dosaženo co nejpřesnější predikce průběhu dodávaného výkonu v závislosti na natočení střech objektů ve vybrané síti. Na základě dat o technickém potenciálu a natočení střech jednotlivých odběrných míst, je ke každému odběrnému místu přiřazen průběh dodávaného výkonu z FVE vycházející z již zmíněných referenčních průběhů. Velikost instalovaného výkonu v odběrném místě je následně upravena podle modelovaného scénáře.

V kapitole zabývající problematikou rozvoje bateriových elektrických vozidel je provedena rešerše vybraných článků zabývajících se predikcí rozvoje elektromobility v České republice. Na základě výsledků těchto analýz bylo autorem práce sestaveno 6 scénářů možného rozvoje elektromobility pro vybranou oblast. Jednotlivé scénáře jsou následně implementovány do simulace pro každý jednotlivou fázi penetrace fotovoltaických instalací. Pro stanovení denního nájezdu kilometrů a času příjezdu jednotlivých BEV je využita pravděpodobnostní distribuční funkce. Závěr kapitoly je věnován problematice provozu BEV v zimním a letním období. Konkrétně vliv teploty na spotřebu, kde bylo zjištěno navýšení spotřeby v zimních měsících odpovídající

přibližně 1,28násobku spotřeby v měsících letních. Tato hodnota byla stanovena pro konkrétní vyhlazené teploty za posledních deset let pro měsíc únor a červenec.

Sedmá kapitola je věnována popisu vybrané sítě a názorné modelaci ukázkového objektu a v druhé části kapitoly je provedena úspěšná validace dat s programem DAISY Bizon Projektant, kde se výsledky výpočtu lišily o 1,47 %. Po úspěšné validaci výsledků bylo přistoupeno k provedení analýzy jednotlivých scénářů. Ve scénáři číslo 2, kde bylo provedeno vyhodnocení výkonových toků bylo zjištěno překročení požadovaných limitů na zatížení transformátorů. Celkový instalovaný výkon FV instalací byl roven 3 143 kWp. Vzhledem k přetížení transformátorů již při dané penetraci FVE bylo přistoupeno k vyhodnocení přípustného instalovaného výkonu tak, aby nedošlo k přetížení transformátorů. Tento výkon byl stanoven na 3100 kWp pro daný scénář.

U dalších scénářů je nezbytné vyhodnotit míru penetrace FVE pro každou samostatně napájenou oblast zvlášť v závislosti na zatížení daného transformátoru. Této problematice je věnována následující kapitola, která představuje možnost řízeného dobíjení BEV v závislosti na stanoveném výkonovém limitu. V případě implementace řízeného dobíjení BEV bylo zamezeno nežádoucímu přetížení transformátoru a zároveň při správném nastavení umožnilo rozložit nabíjení BEV do večerních hodin.

Na názorném příkladu bylo demonstrováno dobíjení 212 vozidel, které při neřízeném nabíjení způsobily přetížení transformátoru. Po implementaci řízeného dobíjení bylo nežádoucí přetížení eliminováno a čas nabíjení byl rozložen přes noční hodiny. Zatížení transformátoru tak nepřekročilo po celou dobu nabíjení 55 % svého jmenovitého výkonu.

Tento model lze aplikovat na libovolnou oblast zvlášť, na základě počtu odběrných míst a předpokládaného počtu BEV stanovit optimální hranici zatížení daného transformátoru.

V poslední části je věnována pozornost podpory napětí pomocí $Q(U)$ křivky. Aplikace $Q(U)$ křivky je provedena ke každé FV instalaci a umožňuje tak podporu napětí v daném odběrném místě. Při provedení maximální penetrace FV instalací do vybrané oblasti bez aplikace křivky $Q(U)$ bylo nejvyšší napětí v síti zaznamenáno $U_{OM,max} = 309,1 \text{ V}$. (134 % U_n). Zjištěná velikost napětí je tak mimo dovolené tolerance PPDS [42]. Po provedení aplikace křivky $Q(U)$, bylo nejvyšší napětí v síti zjištěno $U_{S8,max} = 248 \text{ V}$ (107 % U_n). Tato hodnota je již v souladu s podmínkami dle PPDS [42].

Akumulace v odběrných místech nebyla v práci řešena z časových důvodů. Jako pokračování práce je zde prostor pro návrh a implementaci vybraných typů akumulace k jednotlivým odběrným místům a případně pokračovat implementací řízení napětí pomocí křivky $P(U)$ a rozšíření vybrané části obce na širší lokalitu.

LITERATURA

- [1] A. Lajunen, *Evaluation of energy consumption and carbon dioxide emissions for electric vehicles in Nordic climate conditions*, " 2018 Thirteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), 2018, pp. 1-7, doi: 10.1109/EVER.2018.8362390.
- [2] *Aktualizace Národního akčního plánu čisté mobility (NAP CM)* [online]. 2019 [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: [https://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/cista_mobilita_seminar/\\$FILE/OPZ_PUP-Aktualizace_NAP_CM-20200609.pdf](https://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/cista_mobilita_seminar/$FILE/OPZ_PUP-Aktualizace_NAP_CM-20200609.pdf)
- [3] *Analýza složení vozidlového parku v návaznosti na Národní akční plán čisté mobility* [online]. CDV, 2021 [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: [https://www.mdcr.cz/getattachment/Dokumenty/Strategie/Mobilita\[11\]/2020-12-31-NAP-CM-Analyza-slozeni-vozidloveho-parku-CR.pdf.aspx](https://www.mdcr.cz/getattachment/Dokumenty/Strategie/Mobilita[11]/2020-12-31-NAP-CM-Analyza-slozeni-vozidloveho-parku-CR.pdf.aspx)
- [4] *Automobilový průmysl: Znovuobjevení automobilu* [online]. Deloitte, 2019 [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cz/Documents/deloitte-analytics/Automobilovy-prumysl-znovuobjeveni-automobilu.pdf>
- [5] BANNERT, Petr. VOŠ a SPŠE Varnsdorf. *Praktika z fotovoltaiiky* [online]. 2012 [cit. 2021-04-012]. Dostupné z: http://is.muni.cz/el/1441/jaro2012/FY2BP_EkO/um/praktika_z_fotovoltaiiky.pdf
- [6] *Cenové rozhodnutí ERÚ č. 27/2003: kterým se stanovují maximální ceny elektřiny a podmínky pro dodávku elektřiny chráněným zákazníkům ze sítě vysokého napětí - kategorie B* [online]. ERU, 2003 [cit. 2021-02-18]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/480387/CR+27_2003.pdf/398d43ec-0951-4d73-a6ef-5f5770e4418b
- [7] *Centrální a decentralní výroba elektřiny a tepla*. EGÚ Brno, a. s. [online]. 2017 [cit. 2021-05-21]. Dostupné z: <https://www.egubrno.cz/wp-content/uploads/2018/03/EFEKT-centralni-a-decentralni-vyroba.pdf>
- [8] Čambala P., Hrubý M., Muselík O., Špaček T., Procházka J.: *Oponentní posudek k vybraným tématům z návrhu Národního Klimaticko-Energetického Plánu (NKEP) pro oblast FVE*. EGÚ Brno a. s. 2018, 36 s.
- [9] DAISY SPOL. S R.O. DAISY Bizon Projektant. Daisy [online]. [cit. 2020-10-24]. Dostupné z: <https://daisy.cz/web/produkty/daisy-bizon-projektant/>
- [10] DAISY SPOL. S R.O. PAS DAISY Grizzly. Daisy [online]. [cit. 2020-10-24]. Dostupné z: <https://daisy.cz/web/produkty/pas-daisy-grizzly/>
- [11] *Dílčí studie pro pracovní tým A25 – Predikce vývoje elektromobility v ČR* [online]. EUROENERGY, 2018 [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2019/10/Studie-NAP-SG-A25_Elektromobilita.pdf

- [12] Dokumentace TDD. OTE: *Metodika přepočtu TDD na venkovní teploty na rok 2020* [online]. [cit. 2021-04-08]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/dokumentace/dokumentace-elektrina/dokumentace-tdd>
- [13] DRÁPELA, Jiří. *Kvalita elektrické energie: Přednášky* [online]. Vysoké učení technické v Brně, 2020 [cit. 2021-02-18].
- [14] DVORSKÝ, Emil. *Typové diagramy* [online]. Učební texty, ZČU, 2013 [cit. 2021-08-04]. Dostupné z: home.zcu.cz/~dvorsky/MMEE/Cviceni/2013/CV5/TypoveDiagramy.doc
- [15] *Electric Power Research Institute. OpenD. EPRI* [online]. [cit. 2020-10-24]. Dostupné z: <https://www.epri.com/pages/sa/openss>
- [16] *ELEKTROMOBILITA V ČR: Výhled elektromobility v Česku* [online]. Česká spořitelna, 2019 [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: https://www.csas.cz/content/dam/cz/csas/www_csas_cz/Dokumenty-korporat/Dokumenty/Analytici/vyhled_elektromobility_v_CR_2019_03.pdf
- [17] Energoconsult ČB S.R.O. DNCalc: *Analýza poměrů v DS*. EGC – EnerGoConsult ČB s.r.o. - dodavatel řešení pro energetiku [online]. [cit. 2020-10-24]. Dostupné z: <https://www.egc-cb.cz/produkty-pro-energetiku/software/dncalc-analyza-pomeru-v-ds.html>
- [18] ERÚ. *Energetický regulační úřad* [online]. 2014-2019 [cit. 2019-12-05]. Dostupné z: <http://www.eru.cz/cs/>
- [19] *European Alternative Fuels Observatory: AF FLEET PERCENTAGE OF TOTAL FLEET M1 Electricity* [online]. [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m1>
- [20] FIGENBAUM, Erik a Marika KOLBENSTVEDT. *Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users: Results from a survey of vehicle owners* [online]. Oslo: Institute of Transport Economics (TØI), 2016 [cit. 2021-03-09]. ISBN 978-82-480-1718-9. <https://www.toi.no/publications/learning-from-norwegian-battery-electric-and-plug-in-hybrid-vehicle-users-results-from-a-survey-of-vehicle-owners-article33869-29.html>
- [21] *Fotovoltaika v podmínkách České republiky* [online]. [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: <http://www.isofenenergy.cz/slunecni-zareni-v-cr.aspx>
- [22] CHYTRA, Martin. *Analýza rozdílu mezi modelovanou spotřebou elektřiny a její reálnou hodnotou*. 2019. Diplomová práce. ČVUT. Vedoucí práce Kusý Petr.
- [23] Informace poskytl Petr Sedlák. EG.D, a.s. Brno, 2021. [cit. 2021-05-21].
- [24] Informace poskytl Tomáš Kolacia. EG.D, a.s. Brno, 2021. [cit. 2021-05-21].
- [25] Jakubes J., Járka V.: Studie „Potenciál solární energetiky v České republice“. ENACO. Praha 2015, 58 s.
- [26] *Load Profiles and their use in Electricity Settlement* [online]. ELEXON, 2018 [cit. 2021-03-14]. Dostupné z: <https://www.elexon.co.uk/documents/training-guidance/bsc-guidance-notes/load-profiles/>
- [27] Mapy.cz [online]. 2020 [cit. 2020-12-28]. Dostupné z: <https://mapy.cz/>

- [28] MASTNÝ, Petr, Jan MORÁVEK a Jiří PITRON. *Malé zdroje elektrické energie*. Brno: VUT v Brně, Leden 2015 [cit. 2020-11-15].
- [29] MATAJS, Vladimír. *Solární experti: Jak umístit na váš dům solární panely* [online]. [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: <https://www.solarniexperti.cz/jak-umistit-na-dum-solarni-panely>
- [30] MATUŠKA, Tomáš. *Zjednodušený bilanční výpočet ročních přínosů fotovoltaických instalací* [online]. ČVUT [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/13878-zjednoduseny-bilancni-vypocet-rocnich-prinosu-fotovoltaickych-instalaci>
- [31] *Mikrozdroj (zdroj do 10 kW provozovaný bez licence)* [online]. CEZ Distribuce [cit. 2020-10-20]. Dostupné z: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-zakazniky/potrebuji-vyresit/mikrozdroj.html>
- [32] *Národní akční plán pro chytré sítě 2019 – 2030: Aktualizace NAP SG* [online]. MPO [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2019/9/Aktualizace_NAP_SG_2019-2030.pdf
- [33] *Národní akční plán pro chytré sítě* [online]. MPO, 2015 [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2016/11/Narodni-akcni-plan-pro-chytre-site.pdf>
- [34] *NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2016/631: ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě*. Brusel: Evropská komise, 2016. Dostupné také z: <https://www.ceps.cz/cs/nc-rfg>
- [35] NĚMEČEK, Ondřej. *Teplotní charakteristiky fotovoltaických panelů* [online]. 2017 [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: https://dspace5.zcu.cz/bitstream/11025/26879/1/Ondrej%20Nemecek_E15N0090_P_DP.pdf. Diplomová práce. Západočeská univerzita v Plzni fakulta elektrotechnická katedra elektroenergetiky a ekologie. Vedoucí práce Milan Bělík PhD.
- [36] *Normalizované TDD* [online]. OTE [cit. 2021-03-14]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/typove-diagramy-dodavek-elektřiny/normalizovane-tdd?date=2021-03-14>
- [37] O. Lehtinen, S. Potkánimi, A. Weckman, M. Aikio, M. Mabano and M. Lehtonen, "Electric Vehicle Charging Loads in Residential Areas of Apartment Houses," 2020 21st International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPE51172.2020.9269191.
- [38] *Photovoltaic Geographical Information System*. EU SCIENCE HUB [online]. [cit. 2021-03-10]. Dostupné z: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP
- [39] *Počet obyvatel v obcích - k 1.1.2020* [online]. ČSÚ [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: <https://www.czso.cz/documents/10180/121739326/1300722003.pdf/f9160497-cec0-4750-a293-77ef7bce1092?version=1.1>

- [40] *Postoje firem a řidičů k elektromobilitě v ČR* [online]. CDV, 2020 [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: <https://www.cdv.cz/file/tz-postoje-firem-a-ridicu-k-elektromobilite-v-cr/>
- [41] *Pravidla provozování distribučních soustav: Příloha 3 - kvalita napětí v distribuční soustavě, způsoby jejího zjišťování*. 2011. Dostupné také z: <https://www.eon-distribuce.cz/predpisy-smlouvy-pro-elektrinu>
- [42] *Pravidla provozování distribučních soustav: Příloha č.4 - Pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulčních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy*. 2021. Dostupné také z: <https://www.eon-distribuce.cz/predpisy-smlouvy-pro-elektrinu>
- [43] *Projekce obyvatelstva v krajích ČR: JIHOMORAVSKÝ KRAJ*: [online]. ČSÚ [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: <https://www.czso.cz/documents/10180/91917758/130052191101.pdf/98becbd2-232a-4bbd-a760-0b96fe8f7178?version=1.1>
- [44] *Projekce obyvatelstva v krajích ČR: Úvod* [online]. ČSÚ [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: <https://www.czso.cz/documents/10180/91917758/13005219u.pdf/f6a7b793-2dae-4fa4-a118-d67128f9bfd1?version=1.1>
- [45] *Přehled sazeb a cen za zajišťování distribuce elektřiny: pro zákazníky kategorie D – Domácnosti na distribučním území EG.D, a.s.* [online]. 2021 [cit. 2021-03-14]. Dostupné z: https://www.egd.cz/sites/default/files/2020-12/EGD_brozura_distribuce_EE_D_2021_04.pdf
- [46] *Přehled sazeb a cen za zajišťování distribuce elektřiny: pro zákazníky kategorie C – Podnikatelé na distribučním území EG.D, a.s.* [online]. [cit. 2021-03-14]. Dostupné z: https://www.egd.cz/sites/default/files/2020-12/EGD_brozura_distribuce_EE_C_2021_04.pdf
- [47] *Připojení mikrozdroje elektřiny (NN)*. E-ON Distribuce [online]. [cit. 2020-10-20]. Dostupné z: <https://www.eon-distribuce.cz/zadost/pripojeni-mikrozdroje-elektriny-nn>
- [48] RAMPÁK, D. *Základy užívání programu SINICAL v oblasti chránění distribučních sítí*. Bakalářská práce. Brno: Ústav elektroenergetiky FEKT VUT v Brně, 2019, 60 s. Vedúci bakalářskej práce Ing. David Topolánek, Ph.D.
- [49] *Registr ekonomických subjektů* [online]. ČSÚ [cit. 2021-5-15]. Dostupné z: https://www.czso.cz/csu/res/registr_ekonomickyh_subjektu
- [50] *Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR 2019* [online]. ERU [cit. 2021-03-14]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/5381883/Rocni_zprava_provoz_ES_2019.pdf/debe8a88-e780-4c44-8336-a0b7bbd189bc

- [51] SEDLÁK, Petr. *Analýza slabých míst distribuční sítě v obci s vysokým počtem fotovoltaických zdrojů* [online]. Brno, 2020 [cit. 2020-10-24]. Dostupné z: <https://www.vutbr.cz/studenti/zavprace/detail/127239>. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce Martin Paar.
- [52] SIEMENS S.R.O. PSS®SINCAL – *simulation software for analysis and planning of electric and pipe networks* [online]. [cit. 2020-10-24]. Dostupné z: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/pss-software/pss-sincal.html>
- [53] *Stanovení určení množství zboží obchodovatelného mezi zákazníkem a dodavatelem elektřiny*. [online]. ZČU, s. 20 [cit. 2021-03-14]. Dostupné z: http://home.zcu.cz/~benesj/MMEE/CV5_obchod2.pdf
- [54] *Statistika II. pol./2020 (k 1.1.2021): Centrální registr vozidel* [online]. Ministerstvo dopravy, 2021 [cit. 2021-02-18]. Dostupné z: [https://www.mdcz.cz/Statistiky/Silnicni-doprava/Centralni-registr-vozidel/Statistika-II-pol-2020-\(k-1-1-2021\)](https://www.mdcz.cz/Statistiky/Silnicni-doprava/Centralni-registr-vozidel/Statistika-II-pol-2020-(k-1-1-2021))
- [55] *Statistika teploty. OTE* [online]. [cit. 2021-04-08]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/typove-diagramy-dodavek-elektřiny/teploty?date=2021-04-01>
- [56] *Stromverbrauch Elektroautos: Aktuelle Modelle im ADAC Test. ADAC* [online]. [cit. 2021-5-10]. Dostupné z: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>
- [57] ŠTEFEK, Martin. *Potencionální produkce elektrické energie ze střešních fotovoltaických elektráren v obci do 3000 obyvatel*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2019. 74 s. Vedoucí bakalářské práce Ing. Martin Paar, Ph.D.
- [58] *Třídy typových diagramů dodávek: Příloha č. 6 k vyhlášce č. 408/2015 Sb* [online]. ERU [cit. 2021-03-14]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/documents/10540/463080/PTE+P%C5%99%C3%ADloha+6/13ac7f4d-efe4-49e3-b061-b5eef219def7>
- [59] *Typové diagramy dodávky* [online]. EGÚ Brno [cit. 2021-5-24]. Dostupné z: <https://www.egubno.cz/sluzby-a-produkty/typove-diagramy-dodavky/>
- [60] *ÚP Moravany - upravený návrh* [online]. Moravany, 2015 [cit. 2021-04-19]. Dostupné z: <http://www.moravanyubrna.cz/schvaleny-uzemni-plan/d-1024/p1=1050>
- [61] *Územní teploty* [online]. Český hydrometeorologický úřad [cit. 2021-05-09]. <http://portal.chmi.cz/historicka-data/pocasi/uzemni-teploty#>
- [62] *Vlivy na výrobu FVE. Silektro* [online]. [cit. 2021-04-18]. Dostupné z: <https://www.silektro.cz/vlivy-na-vyrobu-fve/>
- [63] *Vyhláška č. 127/2017 Sb.* Dostupné také z: <https://www.eru.cz/documents/10540/463080/Novela+vyhl%C3%A1%C5%A1ky+o+Pravidlech+trhu+s+elekt%C5%99inou/2c09da8e-4730-4531-9ebd-0b78e3630b37>

- [64] *Výroba a spotřeba elektrické energie v roce 2020* [online]. ČSO [cit. 2021-5-19]. Dostupné z: <https://www.czso.cz/csu/xb/vyroba-a-spotreba-elektricke-energie-v-roce-2020>
- [65] WEBHOUSE, s.r.o. *Historie. Moravany*, Oficiální web obce [online]. 2020 [cit. 2020-12-28]. Dostupné z: <http://www.moravanyubrna.cz/historie/d-1087/p1=52>
- [66] YUKSEL, Tugce, Jeremy j MICHALEK a Tugce YUKSEL. *Effects of regional temperature on electric vehicle efficiency, range, and emissions in the United States*. Environmental science & technology [online]. 2015, 49(6), 3974-3980 [cit. 2021-05-09]. DOI: 10.1021/es505621s.
<http://search.proquest.com/docview/1664447676/>

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

Zkratky:

BEV	bateriové elektrické vozidlo
CDV	Centrum dopravního výzkumu
ČHMÚ	Český hydrometeorologický ústav
ČSN	česká technická norma
ČSÚ	Český statistický úřad
DS	distribuční soustava
EV	elektrické vozidlo
FEKT	Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií
FV	fotovoltaické
FVE	fotovoltaická elektrárna
HDO	hromadné dálkové ovládání
MOO	maloodběratel občan
MOP	maloodběratel podnikatel
NN	nízké napětí
NZÚ	nová zelená úsporám
OM	odběrné místo
PDS	provozovatel distribuční soustavy
PPDS	pravidla provozu distribuční soustavy
PS	přenosová soustava
TDD	typové diagramy dodávek
VN	vysoké napětí
VUT	Vysoké učení technické v Brně

Symboly:

	Popis	Jednotka
E	energie	Wh
P	činný výkon	W
Q	jalový výkon	$kVAr$
T	teplota	$^{\circ}C$
U	napětí	V
S	zdánlivý výkon	VA